

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE UN PROGRAMA DE
MANTENIMIENTO PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN AÉREOS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTA

JOAQUÍN APOLONIO ÁVILA

**DIRECTOR DE TESIS: ING. FRANCISCO
RODRÍGUEZ RAMÍREZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F. A 16 DE MARZO DE 2009

AGRADECIMIENTOS:

A mis padres y hermanas por su apoyo incondicional y confianza en todo momento: gracias.

A la Facultad de Ingeniería por brindarme mi formación profesional, y ser una fuente de experiencias y vivencias invaluable.

A mis compañeros y amigos en especial a Miguel y Antonio con quienes inicié y compartí esta etapa

Al Ing. Francisco Rodríguez Ramírez por su asesoría y comentarios, fundamentales para la conclusión de este trabajo

DEDICATORIAS:

A mis padres; por ser ejemplo de superación y por su gran paciencia en los momentos más difíciles; este es el fruto de un esfuerzo en conjunto.

A Carolina por su optimismo, apoyo incondicional y ser la voz de aliento para seguir adelante.

A mis hijos; Mauricio y Xavier que son la fuente de inspiración, con su inocencia y alegría.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	
PRÓLOGO	
INTRODUCCIÓN.....	
Capítulo 1 ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION AEREOS .	
1.1 SUBESTACIONES	
1.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.....	
1.1.2 TIPOS DE ARREGLOS DE BARRAS DE UNA SUBESTACIÓN	
1.2 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN.....	
1.2.1 REDES CON OPERACIÓN RADIAL.....	
1.2.2 REDES CON OPERACIÓN EN ANILLO.....	
1.2.3 REDES CON OPERACIÓN EN MALLA	
1.3 TRANSFORMADORES.....	
1.3.1 CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES.....	
1.4 INTERRUPTORES.....	
1.5 CUCHILLAS	
1.6 FUSIBLES.....	
1.7 RESTAURADOR	
1.8 SECCIONADOR.....	
1.9 CAPACITORES	
Capítulo 2 FALLAS Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	
2.1 PRINCIPALES CLASES DE FALLAS Y CRITERIOS PARA SU DETECCIÓN .	
2.1.1 ORIGEN DE LAS FALLAS	
2.1.2 TIPOS DE FALLAS	

2.1.3 CRITERIOS PARA DETECTAR FALLAS	
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN	
2.2.1 REQUISITOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN	
2.2.2 ZONAS DE PROTECCIÓN	
2.2.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN	
2.3 PROTECCIÓN POR RELEVADORES.....	
2.3.1 CLASIFICACIÓN DE RELEVADORES.....	
2.3.2 TIEMPO DE OPERACIÓN	
2.3.3 RELEVADORES MÁS USADOS	
2.4 RESTAURADOR Y SECCIONADOR.....	

Capítulo 3 CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LAS LÍNEAS AÉREAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

3.1 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN ALIMENTADOR AÉREO..	
3.1.1 CONDUCTORES.....	
3.1.2 AISLADORES.....	
3.1.3 APARTARRAYOS.....	
3.1.4 CORTACIRCUITOS FUSIBLE	
3.1.5 TRANSFORMADORES.....	
3.1.6 CUCHILLAS	
3.1.7 INTERRUPTORES.....	
3.1.8 EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO.....	
3.2 OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	
3.2.1 LICENCIAS.....	
3.2.2 PRIORIDADES DE UN INGENIERO OPERADOR.....	
3.2.3 QUEJAS Y SU CLASIFICACIÓN	
3.3 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA	

3.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS	
3.3.2 PARÁMETROS DE CARGAS.....	
3.4 CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	
3.4.1 INTERRUPCIONES.....	
Capítulo 4 PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS.....	
4.1 FUSIBLES.....	
4.1.1 CONSTRUCCIÓN	
4.1.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN	
4.1.3 TIPOS DE FUSIBLES	
4.1.4 SELECCIÓN DE LA CURVA DE OPERACIÓN.....	
4.2 RESTAURADORES.....	
4.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN	
4.2.2 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIA DE OPERACIÓN.....	
4.2.3 RESTAURADORES CON CONTROL ELECTRÓNICO	
4.2.4 SELECCIÓN Y UBICACIÓN.....	
4.3 SECCIONADORES	
4.3.1 CONSTRUCCIÓN	
4.3.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN	
4.3.3 FACTORES QUE SE UTILIZAN EN LA SELECCIÓN E INSTALACIÓN DE SECCIONADORES	
4.4 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	
4.4.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	
4.4.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR.....	
Capítulo 5 ANÁLISIS Y REVISIÓN DE UN ALIMENTADOR AÉREO: DISEÑO DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	
5.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO; ESQUEMA ANTERIOR	

5.2 DISEÑO DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	
5.2.1 REVISIÓN DEL ALIMENTADOR	
5.2.2 REVISIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO	
5.3 EJEMPLO DE DISEÑO DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS.....	
5.3.1 EJEMPLO DE LA REVISIÓN DE UN ALIMENTADOR: PEV-24	
5.3.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ALIMENTADOR ...	
5.3.3 REVISIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO	
5.3.4 ANÁLISIS DE RECURSOS HUMANOS	
5.4 ANÁLISIS COMPARATIVO Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS....	
CONCLUSIÓN	
BIBLIOGRAFÍA	

PRÓLOGO

Un sistema de distribución aéreo debe proporcionar confiabilidad y continuidad en el servicio que presta a sus consumidores, para ello es necesario diseñar un programa de mantenimiento eficaz, que permita determinar las acciones y procedimientos con el objetivo de reducir los índices de fallas en las redes de distribución aérea considerando las condiciones actuales del mismo.

Un programa de mantenimiento efectivo reduciría el índice de fallas de origen interno en el sistema, y con ello las interrupciones; el indicador que determinará la eficiencia de dicho programa es el tiempo de interrupción al usuario (TIU).

La revisión del esquema de protección es un problema que debe tratarse de manera conjunta en el diseño del programa de mantenimiento, por lo cual debe incluirse en el mismo un análisis de la coordinación de protecciones del sistema, que permita garantizar su correcta operación.

El programa de mantenimiento obtenido debe reducir los índices de fallas, y con ello el tiempo de interrupción al usuario, garantizando la continuidad del servicio, en condiciones adecuadas de calidad.

El objetivo del presente trabajo es establecer los procedimientos y análisis que permitan diseñar un programa de mantenimiento para el sistema de distribución aéreo, y llevar a cabo la organización, planeación y ejecución de las actividades mínimas necesarias, del mantenimiento preventivo. Esta organizado en cinco capítulos que se describen a continuación.

En el capítulo 1 se describen los principales elementos que componen los sistemas de distribución, como son: las subestaciones, líneas a aéreas, transformadores, los diferentes equipos de protección y seccionamiento, sus características y la función que desempeñan dentro del sistema.

El capítulo 2 señala las principales fallas que se presentan en el sistema de distribución, el origen de las mismas y los tipos de fallas. Además se presentan los elementos y características que requiere el sistema de protección, haciendo especial mención de la protección por relevadores, señalando cuales son los más utilizados.

En el capítulo 3 se presentan las condiciones actuales en las que se encuentra el sistema de distribución, de acuerdo a las normas de LyFC, señalando los elementos que se utilizan, como los conductores, aisladores, cuchillas, interruptores y equipos de seccionamiento. Se indican además las condiciones actuales de operación del sistema señalando, las licencias y sus características, las prioridades que se deben tener en la operación del mismo, y las características de las quejas que se atienden. También se señalan los tipos de carga que se tienen en un sistema de distribución. Otro aspecto fundamental que se aborda en este capítulo es la confiabilidad del mismo, señalando el TIU como parámetro para medirla.

El capítulo 4 trata la protección del sistema de distribución aéreo, señalando los principales elementos que se utilizan en la actualidad y sus características de operación. Los dispositivos de

protección que se presentan son los fusibles, los restauradores y los seccionadores, además se muestran algunos de los principales esquemas de protección que se tienen en las líneas de distribución aéreas, cómo combinación de los elementos de protección de la subestación y los elementos de protección en la línea.

Finalmente, el capítulo 5 presenta el diseño de un programa de mantenimiento, tomando como ejemplo el alimentador aéreo PEV-24, para ejemplificar el análisis y consideraciones mínimas necesarias que se deben tomar en el diseño del programa, se realiza una revisión del alimentador: de sus condiciones actuales, su comportamiento, y de la coordinación de sus protecciones, a partir de ello se diseña un programa de mantenimiento para un grupo de alimentadores aéreos, señalando sus principales actividades a ejecutar, además se realiza una evaluación del programa que se diseñó.

INTRODUCCIÓN

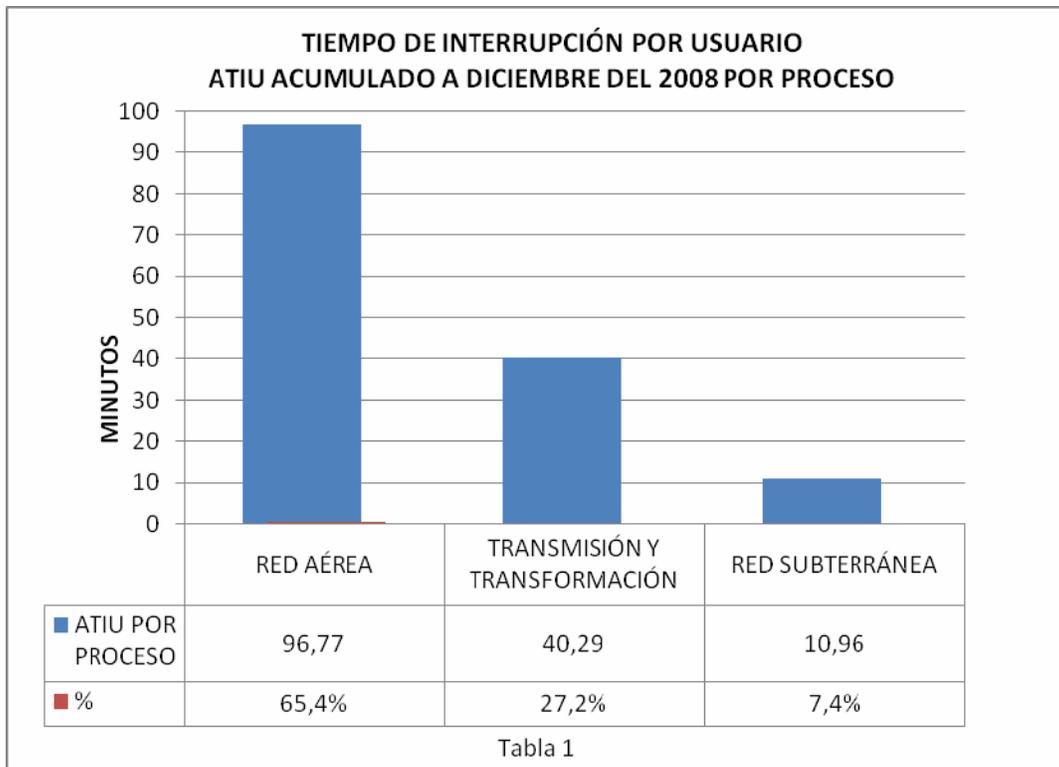
El uso de la energía eléctrica está presente en la mayoría de las actividades que realizamos diariamente, es un servicio básico que todos requerimos. Para poder disponer de la energía, todos los procesos que intervienen (generación, transmisión y distribución) deben cumplir con su función, de tal manera que se logre con una pérdida de energía mínima, es decir, con la más alta calidad y eficiencia. En el presente trabajo trataremos la problemática que enfrenta el sistema de distribución y en particular el sistema de distribución aéreo; enfocándose al diseño de un programa de mantenimiento eficaz para mejorar la continuidad del servicio.

La finalidad de un sistema de distribución es transportar la energía eléctrica, desde las subestaciones a los centros de consumo, para lograrlo se requiere que cada uno de sus elementos funcionen correctamente, por ello, es necesario presentar y examinar las condiciones actuales en las que se encuentran las líneas de distribución, los elementos que la integran; conductores, aisladores, apartarrayos, equipos de seccionamiento y transformadores. Además, considerando que un sistema de distribución debe proporcionar confiabilidad y continuidad en el servicio que presta a sus consumidores, se evaluará el desempeño de un grupo de alimentadores; tomando como principal indicador de la continuidad del servicio; el tiempo de interrupción al usuario (TIU).

Debido a que el tiempo de interrupción al usuario (TIU) determinará el comportamiento de un alimentador, entonces, ¿qué medidas deben tomarse para disminuir el TIU y mejorar la continuidad del servicio? Sin duda, el mantenimiento a las líneas de distribución, permitirá disminuir o abatir el TIU, sin embargo, ¿qué estrategias y procedimientos deben considerarse para poder diseñar un programa de mantenimiento adecuado? Para poder diseñar un programa de mantenimiento eficaz, es necesario establecer los procedimientos y análisis mínimos de las condiciones y el comportamiento de las líneas de distribución para poder llevar a cabo la organización, planeación y ejecución de las actividades necesarias de mantenimiento preventivo.

Las condiciones actuales del sistema nos permitirán determinar la causa de las fallas y la manera que pueden prevenirse, además, es necesario conocer las bases de la operación de las líneas de distribución, para establecer las prioridades que se tienen en la atención de los trabajos, por ello se presenta un esquema general de cómo se opera el sistema de distribución y los elementos a considerar. Debe señalarse que el programa de mantenimiento esta enfocado a reducir el índice de fallas de origen interno.

Es necesario señalar la importancia de efectuar programas de mantenimiento preventivo eficaces, ya que de manera general el TIU que se tiene en un sistema de distribución, el mayor porcentaje lo tiene el sistema de distribución aéreo, como lo muestra la tabla 1.



Por otro lado, la revisión del esquema de protección que tiene cada uno de los alimentadores, es una actividad paralela, pero fundamental, por lo que debe realizarse un análisis de la coordinación de protecciones que garantice su operación, ya que de nada serviría un programa de mantenimiento, sin la revisión del esquema de protección.

Con el desarrollo del programa de mantenimiento podemos establecer los procedimientos que nos permitirán determinar que alimentadores deberán ser programados, y además, que trabajos deben realizarse en los mismos. En primer lugar, se realiza un análisis de estadístico del alimentador considerando el TIU, el número de fallas y el origen de las mismas, para determinar que alimentadores deberán ser programados.

Además, se realiza un análisis a fondo de las causas de los disturbios y la operación de las protecciones del alimentador y la subestación, considerando en todo momento el tipo de falla (instantánea o mayor) y el tiempo de interrupción, además existen factores como el tipo de carga que se tiene en cada uno de los alimentadores y la importancia de los servicios que alimenta.

Después de realizar el análisis correspondiente y de haber determinado que alimentadores deben incluirse en el programa de mantenimiento, se realiza una revisión de las condiciones reales (en campo) en las que se encuentran los alimentadores seleccionados, para poder establecer las acciones o trabajos necesarios que se requieren.

Para la revisión en campo, se hace uso de las herramientas adecuadas como la cámara de termovisión, la cual nos permite detectar los falsos contactos, mediante la temperatura a la cual se encuentran trabajando los diferentes elementos, y evitar fallas como líneas caídas o puentes volados e incluso elementos flameados.

La revisión a detalle nos permite caracterizar un alimentador, en cuanto a zonas conflictivas, carga, servicios importantes y esquema de protecciones, para poder enfocar y optimizar nuestros recursos; materiales y humanos.

Finalmente, se realiza una evaluación del programa de mantenimiento diseñado e implementado, analizando el costo-beneficio, que se tiene considerando el impacto real en el índice del TIU para determinar la eficiencia del programa de mantenimiento.

Capítulo 1 ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS

La finalidad de un sistema de distribución es transportar la energía eléctrica, de tal manera que se logre con una pérdida de energía mínima, es decir, con la más alta calidad y eficiencia desde las subestaciones a los centros de consumo.

Para que un sistema de distribución cumpla con su función, requiere que cada uno de sus elementos funcionen correctamente, entre los principales elementos que encontramos en un sistema de distribución tenemos:

- Subestaciones
- Líneas de distribución
- Equipos de protección
- Transformadores

1.1 SUBESTACIONES

Dentro de los sistemas de distribución, las subestaciones tienen un papel muy importante, ya que permiten interconectar las líneas de transmisión con las líneas de distribución.

Podemos definir una subestación eléctrica como el conjunto de elementos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia; principalmente los niveles de voltaje, permitiendo la interconexión del sistema.

1.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

De acuerdo con el tipo de función que desempeñan dentro del sistema de eléctrico, las subestaciones se pueden clasificar como:

- a) Subestaciones de plantas generadoras. Este tipo de subestaciones se encuentran adyacentes a las plantas generadoras, su función principal es modificar el nivel de voltaje de la planta generadora para realizar la conexión con las líneas de transmisión.
- b) Subestaciones de transmisión. Estas subestaciones son alimentadas por las líneas de transmisión y su función primordial es proporcionar energía para la alimentación de los sistemas de distribución.
- c) Subestaciones de distribución: Este tipo de subestaciones son alimentadas por las líneas de transmisión y subtransmisión, su función principal es suministrar la energía a las redes de distribución. Son las subestaciones más comunes y generalmente se localizan cerca de los centros de carga.

1.1.2 TIPOS DE ARREGLOS DE BARRAS DE UNA SUBESTACIÓN

Un aspecto importante a considerar en el análisis de un sistema eléctrico de potencia es el arreglo de las barras de la subestación, ya que en caso de presentarse una falla en alguno de los bancos, el arreglo determinará la posibilidad de utilizar la capacidad de reserva de la subestación, la confiabilidad de la subestación y la flexibilidad de operación.

La disposición de las barras determinará la flexibilidad, continuidad y confiabilidad de la subestación, entre los arreglos más comunes tenemos:

- Barra colectora simple
- Barra simple seccionada
- Barra principal y barra de transferencia
- Barra principal y barra auxiliar
- Arreglo de interruptor y medio
- Arreglo de doble interruptor
- Arreglo en anillo

1.2 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Las líneas de distribución son elementos fundamentales dentro del sistema, ya que permiten el transporte de energía a los centros de consumo.

Para el estudio de las líneas de transmisión y distribución, se deben considerar la resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia, ya que son los parámetros eléctricos que determinarán su comportamiento.

Las redes de distribución trabajan con tensiones de 6 y 23 kV en mediana tensión, mientras que en baja tensión, 220 V entre líneas, son las encargadas de distribuir la energía dentro de zonas pequeñas, es decir, llevan la energía a los consumidores. Podemos tener dos tipos de líneas de distribución: líneas aéreas y cables subterráneos.

Un aspecto fundamental de las redes de distribución es la forma de operación, ya que determinará la confiabilidad de la red, existen tres tipos:

1.2.1 REDES CON OPERACIÓN RADIAL

En este tipo de arreglo el flujo de corriente tiene una sola trayectoria; de la subestación a los transformadores o las cargas. La operación radial en los sistemas de distribución es común debido a su bajo costo y la sencillez de operación del sistema, sin embargo, tiene la desventaja de que al

ocurrir una falla se puede perder la continuidad del suministro de energía eléctrica, a partir del punto de falla y hasta el último usuario del lado de la carga.

1.2.2 REDES CON OPERACIÓN EN ANILLO

En las redes con operación en anillo, el alimentador parte de una subestación siguiendo la trayectoria en la que están ubicadas las cargas, para posteriormente regresar a la subestación, por lo que se tiene más de una forma de alimentar el circuito, con este tipo de arreglo se puede aislar una falla, con una interrupción menor, por lo tanto, presenta una mejor confiabilidad.

1.2.3 REDES CON OPERACIÓN EN MALLA

Las redes con operación en malla son un conjunto de redes con operación en anillo, interconectadas entre si, para dar una mayor confiabilidad a la red, este tipo de arreglo tiene la propiedad de que cuando existe una falla interna en algún anillo, se puede aislar haciendo maniobras entre las subestaciones.

1.3 TRANSFORMADORES

Los transformadores son elementos muy importantes dentro de los sistemas eléctricos, su función principal es cambiar la magnitud de la tensión eléctrica, podemos decir, que los transformadores permiten el enlace entre las plantas generadoras y las líneas de transmisión o distribución. Son dispositivos altamente eficientes, cercanos al 100%.

Los transformadores son dispositivos electromagnéticos que consisten en dos o más bobinas colocadas de manera que están enlazadas por el mismo flujo magnético. Cuentan con un núcleo el cual permite confinar el flujo, generalmente se conectan varias bobinas para formar un devanado. En general los principales elementos que conforman un transformador son:

- Boquillas
- Bobinas
- Núcleo laminado
- Aceite aislante
- Tanque principal
- Radiadores y bombas de aceite
- Relevador de gas y relevador mecánico de sobrepresión

En algunos transformadores se encuentran los cambiadores de derivaciones, conocidos como “taps”, que se utilizan para ajustar la tensión disminuyendo o aumentando el flujo de potencia.

1.3.1 CLASIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES

Una manera de clasificar a los transformadores es de acuerdo a la capacidad y función que desempeñan dentro de los sistemas eléctricos, de este modo los podemos agrupar en tres grupos:

- 1.- Transformadores de potencia
- 2.- Transformadores de distribución
- 3.- Transformadores de instrumentos

a) Transformadores de potencia

La función de este tipo de transformadores es cambiar los niveles de voltaje para permitir el enlace de las plantas generadoras con las líneas de transmisión y distribución, generalmente son llamados bancos, son los transformadores que se encuentran las subestaciones.

Los transformadores de potencia trabajan con tensiones de 400, 230, 115 y 85 kV, por el devanado primario mientras que por el devanado secundario con tensiones de 23 y 6 kV, y las capacidades de los transformadores de potencia son mayores a 15 MVA.

b) Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución permiten enlazar los sistemas de distribución con las cargas o centros de consumo, de manera general los transformadores de distribución trabajan con tensiones de 23 y 6 kV por el devanado primario, mientras que por el devanado secundario con tensión de 220 V entre líneas.

c) Transformadores de instrumentos

La función primordial de este tipo de transformadores es proporcionar los niveles de voltaje y corriente, que utilizan los dispositivos y equipos de medición y protección de los diferentes elementos del sistema, tal como, los tableros de una subestación, los relevadores y los controles de un restaurador.

Los transformadores de instrumentos se clasifican en dos tipos: transformadores de corriente y transformadores de potencial. Los transformadores de corriente se utilizan principalmente como elementos de protección y medición en base a la corriente que circula por ellos, deben ser dispositivos muy precisos, mientras que los transformadores de potencial, su función es cambiar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

1.4 INTERRUPTORES

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal o corto circuito, es decir, en condiciones normales o en condiciones anormales de operación.

El interruptor es un dispositivo ocupado para el cierre o apertura de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, pero su función primordial es trabajar en condiciones de cortocircuito (condiciones anormales). Es utilizado para retirar o integrar al sistema, máquinas, líneas aéreas o cables. Entre las respuestas que puede presentar un interruptor tenemos:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Fallas de línea corta.

Entre las principales características que se deben tomar en cuenta en un interruptor encontramos las siguientes:

a) Tensión nominal. La tensión nominal en un interruptor es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema y a la que deberá operar en condiciones normales.

b) Tensión máxima. Dado que el valor de la tensión puede exceder la tensión nominal, los interruptores están diseñados para operar a un valor máximo de operación y este valor representa el límite superior de la tensión al cual puede operar.

c) Corriente nominal. Es el valor eficaz de la corriente, para la cual está diseñado el interruptor, y que debe ser capaz de conducir continuamente sin exceder los límites de elevación de la temperatura.

d) Corriente de cortocircuito inicial. Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

e) Corriente de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción de arco.

f) Frecuencia nominal. Es la frecuencia para la cual está diseñado para operar y que es la misma a la que trabaja el sistema donde se instala el interruptor.

La parte primordial de un interruptor es la cámara de extinción de arco, en la que al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito que se trate, estas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, además de los esfuerzos dieléctricos que aparecen al desconectar bancos de capacitores y transformadores.

El recierre automático de un interruptor es una característica importante, que tiene como objetivo primordial la continuidad de servicio del sistema. Para el caso de que la falla sea permanente el interruptor debe soportar un cierre y apertura contra un segundo cortocircuito, en una fracción mínima de tiempo posterior al primer disparo.

1.5 CUCHILLAS

Las cuchillas son elementos utilizados para la conexión y desconexión de alguna parte del sistema, principalmente para efectuar maniobras de operación, instalación o mantenimiento de una parte o ramal del sistema. Su empleo es necesario para asegurar el aislamiento físico del área sobre la cual se va a realizar un trabajo.

Las principales características que deben cumplir las cuchillas son:

1. Abrir circuitos con tensión nominal.
2. Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de la temperatura en las diferentes partes de la cuchilla

Un juego de cuchillas se diferencia de un interruptor, porque solo pueden abrir circuitos sin corriente y solo en algunos casos, circuitos con corriente hasta el valor nominal, mientras que un interruptor puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de corto circuito.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico del impulso y la cuchilla. La cuchilla esta formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, la cual recibe y presiona la parte móvil.

Para la mayoría de las cuchillas su forma de accionamiento es básicamente manual o con la ayuda de una pértiga, palanca o manivela, aunque en algunos casos pueden accionar en forma neumática o motorizada.

1.6 FUSIBLES

Los fusibles son dispositivos para la protección contra el cortocircuito y sobrecorrientes del sistema eléctrico, son de uso muy común en los sistemas de distribución. El fusible se utiliza para la interrupción automática del circuito que protege, en el momento que se presenta una sobrecorriente, se logra mediante la fusión del elemento fusible.

Los fusibles aíslan la parte del alimentador en donde fue instalado para impedir que se dañe el equipo instalado dentro de la zona de protección, se utilizan principalmente en ramales cortos, en

acometidas en mediana tensión y en el lado de alta de transformadores de distribución. Son conocidos como cortacircuitos.

El elemento fusible, generalmente está formado por un alambre o tiras metálicas con una sección reducida, calibrada de acuerdo a su capacidad de corriente. Cuando se produce una corriente elevada, que sobrepasa el valor determinado y durante un tiempo prefijado, se provoca la fusión del elemento y la apertura del circuito del que se trate.

Las principales características que se deben tomar en cuenta para un fusible son:

1. Tensión nominal. Tensión a la cual opera el fusible, y cuya tensión máxima debe coincidir con la tensión máxima de operación del sistema.
2. Corriente nominal. Valor de la corriente al cual el fusible puede operar adecuadamente.
3. Corriente de interrupción. Es el valor máximo de corriente al cual el fusible puede operar antes de interrumpir.

La función del fusible es más limitada que la de un interruptor ya que no puede realizar maniobras de cierre y apertura de un circuito, ya que cada vez que un fusible se activa se requiere la sustitución del elemento fusible.

1.7 RESTAURADOR

El restaurador es un dispositivo contenido en un medio dieléctrico, de funcionamiento electromecánico trifásico es decir, en cada una de las fases del circuito mediante un dispositivo electrónico el cual mide la corriente de falla, es capaz de detectar fallas por sobrecorriente, se instala en troncales de alimentadores de distribución aérea, y su función es detectar corrientes de cortocircuito efectuando la interrupción en tres o cuatro secuencias de apertura y cierre automático, seleccionando las fallas permanentes de las instantáneas. Esta habilitado para censar e interrumpir en determinado tiempo, bajo condiciones de falla temporal.

Los restauradores se clasifican por el número de fases en monofásicos y trifásicos, su mecanismo de operación puede ser hidráulico o electrónico. La interrupción del arco de corriente es en vacío, aceite o SF₄.

1.8 SECCIONADOR

Este dispositivo hace posible que una falla pueda ser aislada o seccionada a una pequeña parte del alimentador donde fue instalado el seccionador. Los seccionadores se clasifican en monofásicos o trifásicos, su mecanismo de operación puede ser hidráulico o electrónico.

El seccionador permite aislar una falla en el ramal donde se encuentra instalado, al abrir sus contactos después de completar 1, 2 ó 3 recierres según se programe, para que los conteos se lleven a cabo se debe cumplir que:

1. Circulación de sobrecorriente igual o mayor a la corriente mínima de operación.
2. La sobrecorriente haya sido interrumpida (ausencia de potencial).

El seccionador tiene comunicación con los restauradores o interruptores. No tiene la capacidad de interrumpir corrientes de falla, por ello se instala en serie después de un restaurador o interruptor, después de accionar cualquiera de estos dispositivos, si la corriente ha desaparecido el seccionador se cierra y se restablece el servicio, en caso contrario el seccionador permanece abierto, pero permite al restaurador o interruptor cerrar las secciones sin falla restableciendo el servicio eléctrico.

1.9 CAPACITORES

Los capacitores son dispositivos eléctricos que consisten de dos placas conductoras separadas por un material dieléctrico, con la capacidad de almacenar carga eléctrica cuando se aplica una diferencia de potencial. Son muy utilizados en los sistemas eléctricos de potencia, para controlar la tensión en régimen permanente cuando se conectan en derivación, además proporcionan potencia reactiva a las líneas.

Los bancos de capacitores, son utilizados en los sistemas de distribución en alimentadores muy largos, o en alimentadores con carga tipo industrial predominante, para corregir el factor de potencia. Es necesario aclarar que el uso de los bancos de capacitores está limitado a los alimentadores con problemas de regulación de voltaje y con carga industrial predominante.

Capítulo 2 FALLAS Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las fallas de un equipo, las maniobras del personal en alguna parte del sistema y las condiciones atmosféricas son algunos de los aspectos más comunes que intervienen en las alteraciones que pueden sufrir los sistemas eléctricos, por ello un aspecto fundamental para poder tener un sistema eléctrico confiable, es decir con mínimas interrupciones de energía al usuario, es el sistema de protecciones.

La protección del sistema eléctrico se encargará de reducir las consecuencias cuando se presente una falla, de manera que se afecte la menor zona del sistema; además de que el sistema de protección deberá tener una coordinación adecuada que permita la operación de diferentes dispositivos de protección en varias zonas o dentro de una misma zona.

2.1 PRINCIPALES CLASES DE FALLAS Y CRITERIOS PARA SU DETECCIÓN

Una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción de la resistencia de aislamiento básico, esta reducción no se considera una falla, hasta que produce algún efecto en el sistema, es decir, hasta que provoca un exceso de corriente en donde ocurre la falla afectando el desempeño del sistema.

2.1.1 ORIGEN DE LAS FALLAS

De acuerdo con el origen de las fallas podemos clasificarlas en tres:

- Por deterioro del aislamiento de equipo y fallas en los equipos.
- Por maniobra del personal.
- Por condiciones atmosféricas.

La presencia de las fallas debidas a las descargas atmosféricas son muy altas, como podemos ver en la tabla 2.

Origen de la falla	Porcentaje de ocurrencia
Descargas Atmosféricas	35
Equipo principal	20
Personal trabajando	18
Contaminación	15
Otros	7
Equipo de control	5

Tabla 2

Cuando se presenta una falla en el sistema eléctrico, existe un peligro para el sistema, ya que toda falla puede provocar daños al mismo, en general se pueden presentar los siguientes efectos en el sistema cuando ocurre una falla:

1. Reducción del voltaje de la línea en una parte del sistema, lo cual puede conducir a la interrupción del suministro de energía.
2. Daños a los elementos eléctricos del sistema.
3. Daños a otros aparatos del sistema debido a calentamiento o esfuerzos mecánicos anormales.
4. Perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico.
5. Riesgos para el personal.

Para el diseño e instalación de la protección es importante tener en cuenta la incidencia de las fallas en los diferentes equipos de un sistema de distribución, ya que en la mayoría de los casos las fallas ocurren en las líneas de distribución. En la tabla 3 se muestra como están distribuidas la ocurrencia de fallas en los elementos del sistema.

Elemento	Porcentaje
Líneas	50
Interruptores	15
Transformadores	12
Cables	10
Equipo de control	3
T. de Instrumentos	2
Otro	8

Tabla 3

2.1.2 TIPOS DE FALLAS

Dentro de las fallas que se presentan comúnmente en los sistemas eléctricos de potencia encontramos:

- Falla de línea a tierra
- Falla entre líneas
- Doble falla de línea a tierra
- Falla trifásica

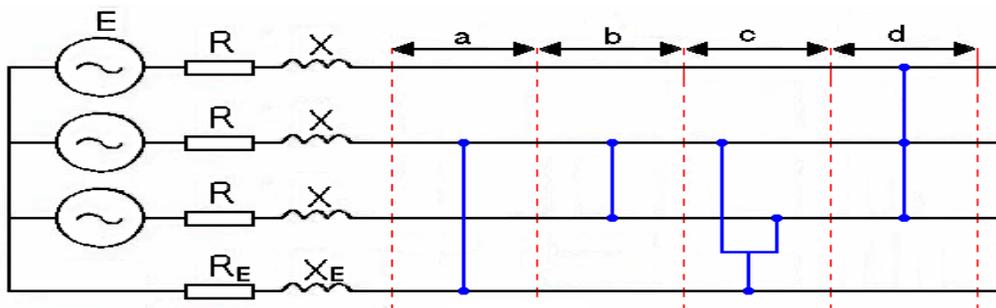


Figura 1

La falla del aislamiento entre una de las fases y la tierra es conocida como falla de línea a tierra o falla a tierra, esta falla se puede ver en la figura 1 (a); la falla del aislamiento entre dos fases cualquiera es llamada falla de línea a línea o falla entre línea figura 1(b), mientras que la falla del aislamiento entre dos fases y la tierra es conocida como doble falla a tierra figura 1(c), y a la falla del aislamiento entre las tres fases se le conoce como falla trifásica figura 1(d).

La frecuencia con la que aparece este tipo de fallas en los sistemas eléctricos se resume en la tabla 4.

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE DE OCURRENCIA
Línea a tierra	85
Entre líneas	8
Doble línea a tierra	5
Trifásica	2

Tabla 4

Otra forma de clasificar las fallas que se presentan en un sistema eléctrico, es de acuerdo a su duración, de este modo las fallas pueden ser:

1. Transitorias
2. Permanentes

Una falla transitoria es aquella que basta con quitarle el voltaje unos cuantos ciclos para que se extinga, el aislamiento perdido se restablece y al reconectar el elemento al sistema vuelve a operar satisfactoriamente. La falla permanente requiere la desconexión definitiva del elemento o una zona del sistema, hasta que se haga la reparación del daño y vuelva a estar en condiciones de operar.

2.1.3 CRITERIOS PARA DETECTAR FALLAS

Existen diferentes métodos para detectar las fallas que ocurren en un sistema eléctrico, en general se basan en un cambio anormal en las variables que se detectan del sistema, como la corriente, el voltaje, el flujo de potencia o la frecuencia. Los criterios que más se utilizan en la detección de fallas son:

1. Sobrecorriente. Este criterio es el más sencillo, ya que se basa en un cambio en la magnitud de la corriente dentro del sistema, es decir cuando se presenta una corriente que excede un valor máximo predefinido.
2. Corriente Diferencial. Se utiliza una comparación de la corriente que entra y sale en los extremos de una zona protegida, en condiciones normales la diferencia es cero pero cuando ocurre una falla se presenta una diferencia.

3. Sobre y bajo voltaje. Este criterio se basa en un cambio en la magnitud del voltaje dentro del sistema, cuando se presenta un voltaje fuera del rango óptimo de operación, es decir, que excede el valor máximo predefinido o que no alcanza el valor mínimo.
4. Impedancia. Otro criterio para detectar una falla es la relación de voltaje y corriente es decir la impedancia, este criterio es muy útil, debido a que es más sensible a las fallas, ya que, sí la corriente y el voltaje cambian, la impedancia cambiará en un factor mayor.
5. Frecuencia. En este caso se basa en la variación de la frecuencia que pudiera presentarse en el sistema.

En la tabla 5 se muestran que criterios se utilizan para detectar algunas fallas:

CLASE DE FALLA	VARIABLE PARA DETECTARLA
FALLAS ENTRE FASES	CORRIENTE DE FASE
	DIFERENCIA ENTRE CORRIENTE
	DIFERENCIA DE ANGULO DE FASE EN LA CORRIENTE
	VOLTAJE DE LA FASE
	DIRECCION DE LA POTENCIA
	IMPEDANCIA
FALLAS A TIERRA	COMPONENTES DE SECUENCIA CERO DE:
	CORRIENTE
	VOLTAJE
	DIRECCION DE LA POTENCIA
SOBRECARGA	CORRIENTE DE FASE
	TEMPERATURA
CARGA ASIMETRICA CONDUCTOR ABIERTO	COMPONENTE DE SECUENCIA NEGATIVA
DEFICIT DE POTENCIAL REAL	FRECUENCIA
	TASA DE CAMBIO DE FRECUENCIA
EXCESO DE POTENCIA REAL	FRECUENCIA

Tabla 5

2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Existen diferentes aspectos que un sistema de protección debe cumplir para poder establecer un buen desempeño en su operación, y de modo que proporcione una mejor protección al sistema.

Dentro de los requisitos principales que debe cumplir un sistema de protección encontramos, la confiabilidad, la selectividad, y la sensibilidad, además el sistema de protección debe considerar la zona o la parte del sistema a la que está protegiendo.

2.2.1 REQUISITOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema de protección que se utiliza para aislar las fallas dentro del sistema eléctrico debe reunir al menos cuatro requisitos básicos; confiabilidad, selectividad, rapidez y sensibilidad.

a) Confiabilidad

La confiabilidad es una propiedad del sistema de protección que nos indica el grado de seguridad de que el sistema o la protección trabajará correctamente. Considerando que cualquier elemento del sistema puede fallar, estas fallas se pueden reducir realizando diseños y utilizando los elementos adecuados.

b) Selectividad.

Es la propiedad del sistema por medio de la cual, solo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condiciones de falla, dejando las restantes zonas en buen estado y sin ocasionar un disturbio en el sistema, además trata de evitar disparos innecesarios de algunos elementos del sistema que reduciría la confiabilidad general.

La selectividad es absoluta si la protección responde sólo a las fallas que ocurren dentro de su propia zona y relativa si se obtiene graduando o ajustando las protecciones de las diversas zonas que puedan responder a una falla dada.

c) Rapidez

Esta característica del sistema de protección es muy importante, debe responder tan rápido como sea posible para disminuir al máximo los daños en la zona de falla, limitar los esfuerzos térmicos y mecánicos del equipo, en general la rapidez permite mejorar la calidad del servicio, restablecer la seguridad del equipo, mejorar la estabilidad de la operación y además para evitar que el sistema se salga de sincronismo.

La rapidez depende de dos factores fundamentales, la magnitud de la falla y de la coordinación de las protecciones.

c) Sensibilidad

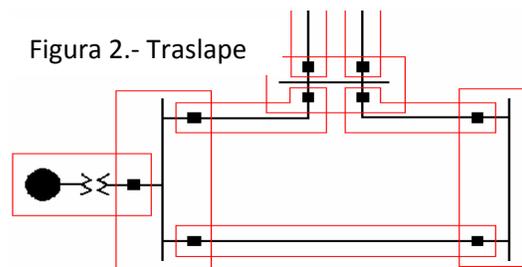
Es la habilidad de los sistemas de protección, para detectar todas las fallas que se presentan dentro de los límites de operación del sistema y de las condiciones de falla esperadas, es decir debe operar con valores de falla pequeños.

2.2.2 ZONAS DE PROTECCIÓN

Para poder diseñar un sistema de protección más eficiente, se realiza una división del sistema en zonas de protección, de tal manera que si ocurre una falla en cualquier parte del sistema dentro de una zona, se activará la protección para aislar la zona fallada del resto del sistema. Comúnmente las zonas están delimitadas para:

- Generadores
- Transformadores
- Buses
- Líneas de transmisión y líneas de distribución
- Motores

Una característica importante en la división de zonas de protección, es el traslape de dos o más zonas adyacentes, ya que de no haber dicho traslape puede existir una área que no este comprendida en ninguna zona y por lo tanto quede desprotegida. Además en las zonas de traslape se encuentran los interruptores, como podemos observar en la figura 2.



Si ocurre una falla en cualquier parte de una zona se abren todos los interruptores de esa zona, por lo que cuando una falla ocurre en la zona de traslape se pueden aislar dos o más zonas, por esta razón es recomendable que las zonas de traslape sean tan pequeñas como sea posible.

2.2.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección eléctrica, se constituyen de diferentes elementos para poder realizar su función, los principales son:

- Transformadores de instrumentos
- Relevadores
- Interruptores

Por lo general, los relevadores operan debido a las corrientes y voltajes provenientes de los transformadores de instrumentos. En caso de que falle uno de estos elementos, la falla no se elimina por el sistema de protección inicial, por lo cual cada zona debe estar protegida por dos juegos de protecciones que deben ser lo más independientes posible, con el objetivo de cubrir la falla de alguno. A la protección inicial se le denomina protección primaria, mientras que a la segunda protección es llamada de respaldo.

a) Protección primaria

La protección primaria es la protección principal del sistema, debe operar con la mayor rapidez posible. La protección primaria está diseñada de manera que desconecte una pequeña parte del sistema eléctrico, de manera que aisle rápidamente el elemento que falló.

La operación de la protección primaria debe operar de manera que cuando ocurra cualquier falla dentro de su zona, tendrá que disparar los interruptores que envían energía a esa zona, además debe considerar las zonas de traslape, ya que los puntos de unión son por lo general interruptores, cuando la falla se presente en la zona de traslape se deben disparar todos los interruptores que alimentan las dos zonas.

Un sistema de protección que tiene menos dispositivos es más seguro, ya que existen menos elementos con la posibilidad de fallar, y por tanto se tienen menos puntos posibles de falla.

Los principales factores por los que puede fallar la protección primaria son: falla en el interruptor, falla en el relevador o falla de los transformadores de instrumentos.

b) Protección de respaldo

La protección de respaldo se energiza al mismo tiempo que la protección primaria, sin embargo, como es una protección más lenta, sólo trabajará si la protección primaria no respondiera, en un caso en el que la protección primaria y la protección de respaldo fallaran, deberán operar las protecciones de las subestaciones alimentadoras, desconectando una zona de la falla, sin embargo, la zona desconectada sería mucho mayor.

Esta protección trabaja, por medio de componentes independientes de las que se utilizan en la protección primaria, de tal manera que, no puedan ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla en la protección principal, generalmente la protección de respaldo desconecta una porción mayor del sistema que la protección primaria.

Los relevadores de la protección secundaria, a pesar de que arrancan al mismo tiempo que los de la protección primaria, no deben operar simultáneamente, por lo que es necesario retrasar su ajuste, para permitir que la protección primaria efectúe el ciclo completo de operación.

La protección de respaldo puede ser local o remota, la protección local, consiste en agregar un juego de relevadores para cubrir la falla de algún interruptor dentro de la misma zona aunque de manera independiente. La protección remota, es una protección independiente del suministro

local de energía que generalmente opera por medio de las subestaciones alimentadoras y consiste en proporcionar elementos de protección desde una subestación alejada, de tal forma que corte la alimentación al elemento fallado.

2.3 PROTECCIÓN POR RELEVADORES

Los relevadores son dispositivos electromecánicos o electrónicos que en combinación con otros elementos se encargan de proteger los elementos de los sistemas eléctricos, es decir, son dispositivos para desconectar el equipo o la zona que ha fallado para reducir sus efectos. El uso de relevadores es muy común en la protección de subestaciones, para la protección de las barras y los bancos principalmente.

2.3.1 CLASIFICACIÓN DE RELEVADORES

En general, los relevadores son dispositivos que se utilizan para enviar a los interruptores una señal de apertura, y funcionan cuando al energizarse su bobina de disparo cierra sus contactos disparando los interruptores. Los relevadores se pueden clasificar en tres grupos:

a) Relevadores de atracción electromagnética.

Este tipo de relevadores están formados por una bobina con un núcleo magnético, que en uno de sus extremos tiene el contacto móvil que, al desplazarse junto con el núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo. Los relevadores de atracción electromagnética son de dos tipos: de bisagra y de núcleo o émbolo, como se muestran en la figura 3.

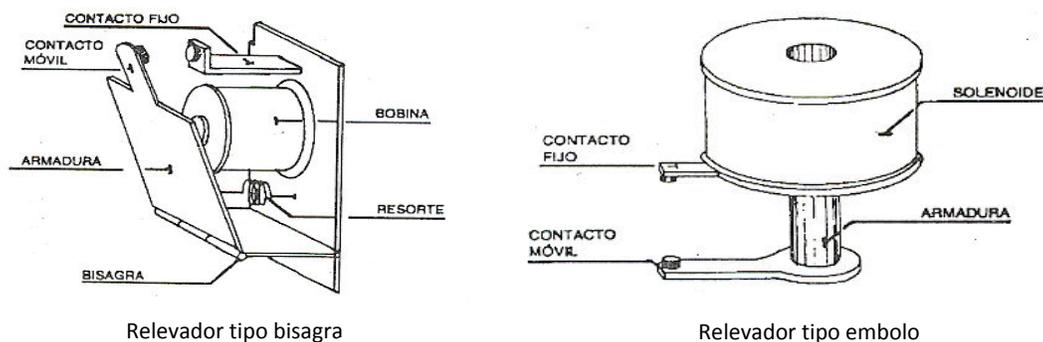


Figura 3

Son relevadores que operan por atracción magnética mediante un solenoide en el tipo émbolo, o mediante una armadura magnética con una bisagra en el tipo bisagra. Estos relevadores suelen tener derivaciones en la bobina de operación para permitir el ajuste de la corriente mínima de operación, que es el valor preciso de corriente a partir del cual el relevador empieza a moverse. Pueden operar con corriente alterna o directa.

b) Relevador de inducción electromagnética.

Este relevador utiliza el principio del motor de inducción donde el estator tiene bobinas de corriente o de corriente y potencial, y los flujos creados por las corrientes de las bobinas inducen corrientes en el disco, este tipo de relevadores se muestra en la figura 4.

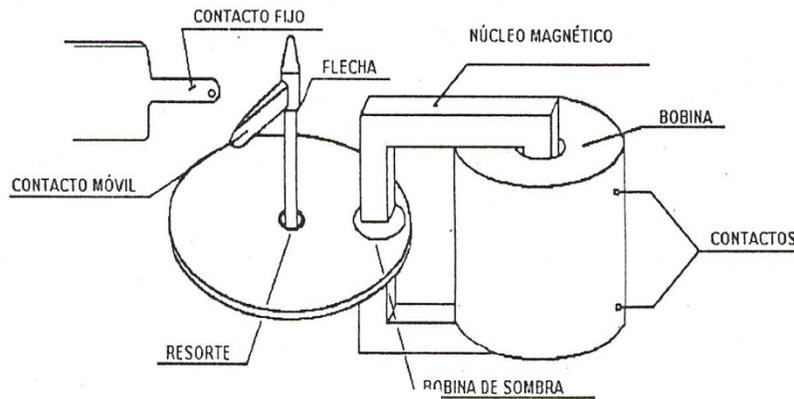


Figura 4.- Relevador de inducción

La interacción entre el estator y el rotor crea un par que hace girar el rotor en oposición a un resorte en espiral, y cierra los contactos del circuito de disparo. Estos relevadores operan sólo con corriente alterna. El rotor que es el elemento que lleva el contacto móvil, trabaja contra un resorte de restricción calibrado que regresa el disco al cesar la fuerza del par.

c) Relevador de estado sólido

Este tipo de relevadores tienen unidades lógicas de estado sólido, que son componentes de baja corriente y trabajan con señales de voltaje de corriente directa. Estos relevadores con relación a los anteriores son más pequeños, más rápidos y la mayor carga se debe a la fuente de poder. El relevador de estado sólido, en su forma general, está formado por tres partes, que son las siguientes:

- Fuente de tensión de corriente directa, con regulador, que hace autosuficiente la alimentación de energía.
- Rectificador de onda completa o fuente de la señal de disparo, que suministra una corriente del transformador de corriente.
- Bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo y de la bandera de advertencia.

2.3.2 TIEMPO DE OPERACIÓN

Una característica muy importante en los relevadores es el tiempo de operación, que define la velocidad de respuesta del relevador, de acuerdo con esta característica los relevadores se clasifican en:

a) Tipo instantáneo: En este grupo de relevadores se considera a los que operan en tiempos menores de 0.1 segundo.

b) Tipo de alta velocidad. Este tipo de relevadores son los que operan en menos de 0.05 segundo.

c) Tipo con retraso en el tiempo. Estos relevadores tienen mecanismos de tiempo de ajuste variable. Dentro de este tipo están los de inducción, que mediante un imán permanente producen un freno en el giro del rotor. Este tipo de relevadores se pueden subdividir en:

1. De tiempo inverso
2. De tiempo muy inverso
3. De tiempo extremadamente inverso

Los de tiempo inverso se usan en sistemas con amplias variaciones en las corrientes de cortocircuito, o sea en sistemas donde hay variación en el número de fuentes de alimentación. La curva tiempo-corriente es relativamente lineal, lo que se traduce en una operación relativamente rápida, ya sea con una o varias fuentes de alimentación simultáneas. Se utilizan donde el valor de la corriente de cortocircuito depende principalmente de la capacidad de generación del sistema.

Los relevadores de tiempo muy inverso tienen una curva con pendiente muy pronunciada, lo cual los hace lentos para corrientes bajas y rápidos para corrientes altas. Se utilizan donde el valor de la corriente de cortocircuito depende de la posición relativa al lugar de la falla y no de la cercanía al sistema de generación.

Los de tiempo extremadamente inverso tienen una curva con una pendiente aún más pronunciada que los anteriores. Se utilizan en circuitos de distribución primaria, que permiten altas corrientes iniciales producidas por los recierres, y no obstante, suministran una operación rápida cuando se necesita la operación de cortocircuito. En la figura 5 se muestra una comparación de la característica tiempo-corriente entre los relevadores con retraso en el tiempo y el relevador instantáneo.

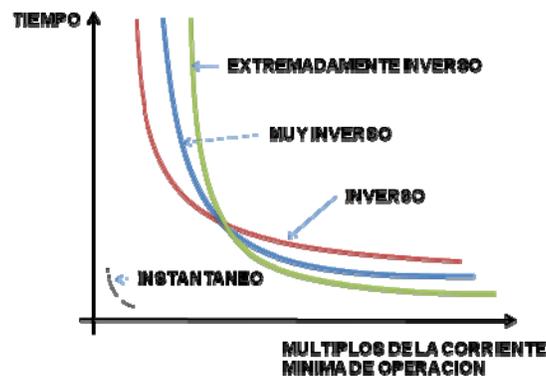


Figura 5

2.3.3 RELEVADORES MÁS USADOS

Los relevadores pueden funcionar de diferentes formas, por ejemplo, para detectar sobrecorrientes, como protección diferencial, para controlar o retardar disparos de otros relevadores, a continuación se presentan algunos de los relevadores de uso común de acuerdo a la función que desempeñan dentro del sistema eléctrico.

a) Relevador de sobrecorriente

Los relevadores de sobrecorriente responden a la magnitud de su corriente de entrada, si la magnitud de la corriente excede una magnitud previamente ajustada, denominada corriente de arranque entonces los contactos del relevador se cierran de manera instantánea para energizar la bobina de disparo del interruptor, si la corriente es menor que la corriente de arranque, entonces, los contactos del relevador permanecen abiertos, bloqueando la bobina de disparo.

Los relevadores de sobrecorriente retardados también responden a la magnitud de su corriente de entrada pero con un retardo intencional.

Este tipo de relevadores, son los más utilizados en subestaciones y en instalaciones eléctricas industriales, generalmente con disparo instantáneo. Estos relevadores se calibran para que operen con señales de corriente por encima del valor máximo de la corriente nominal del circuito al que van a proteger. En condiciones de corto circuito máximo deben proporcionar una buena coordinación de la secuencia de disparo de los interruptores, que controlan los diferentes tramos de una línea de distribución.

Muchos sistemas radiales están protegidos con relevadores de sobrecorriente con retardo, dichos retardos son ajustables, y se seleccionan de manera que se abra el interruptor más cercano a la falla, mientras que los interruptores más alejados permanezcan cerrados. Los relevadores de sobrecorriente pueden estar coordinados para operar en secuencia de modo que interrumpan la carga mínima durante las fallas.

b) Relevadores direccionales.

Los relevadores direccionales están diseñados para operar con corrientes de falla en una sola dirección. Este tipo de relevadores funciona con dos fuentes de energía independientes que pueden ser de voltaje o de corriente, tienen la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de las corrientes, se pueden clasificar de acuerdo al tipo de fuentes que utilizan en:

- Relevador de corriente-corriente: El cual compara dos señales de corriente proveniente de fuentes diferentes o independientes.
- Relevador de corriente-voltaje: Este relevador compara una señal de corriente con una de voltaje, generalmente la relación del ángulo de fase, de la corriente con respecto al voltaje.

- Relevador de voltaje-voltaje. En este caso el relevador utiliza dos señales independientes de voltaje.

Los relevadores direccionales se utilizan cuando se vuelve difícil la coordinación de los relevadores de sobrecorriente cuando existen dos o más fuentes de alimentación en diferentes lugares.

c) Relevadores diferenciales

Este tipo de relevadores se emplean por lo general para proteger generadores, barras colectoras y los transformadores. Están formados por tres bobinas, dos llamadas de restricción y una llamada de operación, trabajan por la diferencia de las corrientes entrantes con las corrientes salientes del elemento o el área protegida, la operación se produce cuando existe una diferencia de entre las corrientes, lo que indica que dentro del equipo protegido existe una fuga de corriente.

Por ejemplo, para la protección mediante relevadores diferenciales de un generador, como se muestra en la figura 6, la protección de una fase cuando no hay falla interna en los devanados del generador, $I_1=I_2$ y suponiendo TC idénticos, entonces $I'_1=I'_2$. Para este caso la corriente en la bobina de operación es cero y por lo tanto no opera el relevador. En caso contrario, para una falla interna como tal como un corto fase a tierra o fase a fase dentro del devanado del generador, tenemos que $I_1 \neq I_2$ por lo que $I'_1 \neq I'_2$ y por lo tanto en la bobina de operación del relevador fluye una corriente de diferencia $I'_1 - I'_2$ haciendo que se dispare el relevador. Debido a que la operación del relevador depende de una corriente de diferencia, se le conoce como relevador diferencial.

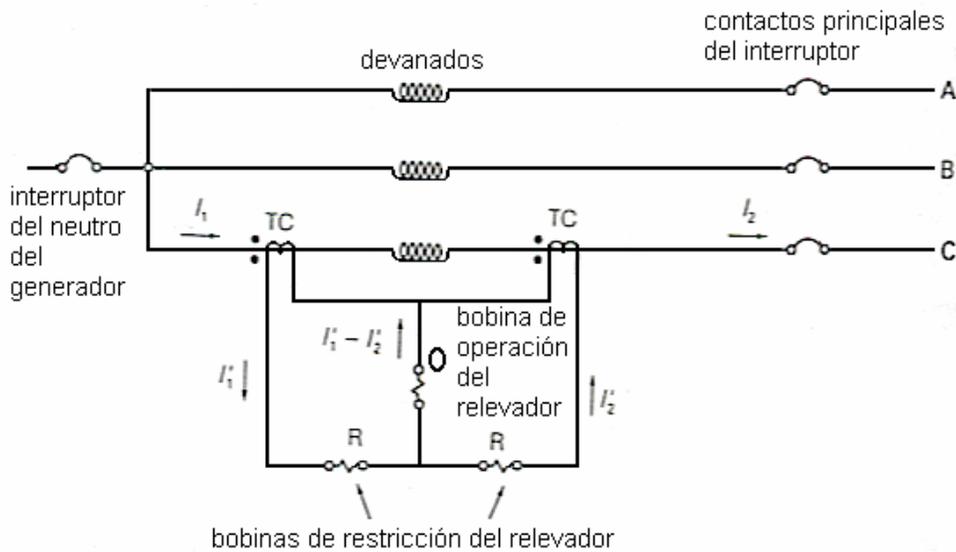


Figura 6

d) Relevadores de distancia

Este tipo de relevadores operan con base en la relación voltaje a corriente, que es la impedancia, que debe existir en un punto del sistema, de manera general, los relevadores de distancia se basan en la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de la falla.

Generalmente, la impedancia es la medida eléctrica de la distancia, a lo largo de una línea de transmisión, desde la subestación al lugar donde ocurre la falla. La característica direccional de un relevador de distancia puede ser propia o se puede incluir si se agrega un relevador direccional en serie.

Los relevadores de distancia son muy utilizados en la protección de líneas de transmisión, en donde se requiera operación selectiva de interruptores colocados en cascada.

Los relevadores de distancia mas utilizados son:

- Tipo impedancia: Son utilizados para proteger las fallas entre fases, en líneas de transmisión de longitud media, se necesita añadirle un relevador direccional para medir la impedancia en una sola dirección.
- Tipo Mho. Este relevador es una combinación del relevador de impedancia y el direccional, se utiliza para fallas entre fases o pérdidas de excitación en generadores.

e) Relevador de Hilo-piloto

Es un tipo de protección diferencial que compara las cantidades en las terminales mediante un canal de comunicación y no de manera directa de los relevadores. La protección diferencial de generadores, barras y transformadores no requiere relevadores por hilo piloto porque cada uno de estos dispositivos están ubicados en un punto donde se pueden interconectar TC y relevadores de manera directa. Sin embargo, la operación con relevadores diferenciales de líneas de transmisión necesita protección con relevadores de hilo piloto porque las terminales están muy separadas. En la práctica, la protección mediante relevadores de hilo piloto se aplica a líneas de transmisión cortas de hasta 80 Km.

En la protección mediante relevadores de hilo piloto se utilizan cuatro tipos de canales de comunicación:

1. Alambres piloto: Son circuitos eléctricos de CD separados, de 50-60 Hz o frecuencias de audio.
2. Portador de línea de energía: En este caso, la línea de transmisión se utiliza como circuito de comunicación, que se transmite con frecuencias entre 30 y 300 kHz. Las señales de comunicación se aplican a las tres fases por medio de un divisor de voltaje L-C y se confinan a la línea bajo protección mediante filtros de bloqueo llamados trampas de onda en cada extremo.
3. Microondas: Se utiliza una señal de 2 a 12 GHz transmitida por trayectorias de línea visual entre las terminales usando antenas.

4. Cable de fibra óptica: En este canal de comunicación las señales son transmitidas por modulación de la luz a través de cable eléctricamente no conductor. Este cable elimina los problemas debidos al aislamiento eléctrico, acoplamiento inductivo de otros circuitos y perturbaciones atmosféricas.

Los métodos más comunes de detección de fallas son la comparación direccional, en la que se comparan los flujos de potencia en las terminales de la línea y la comparación de fase, donde se comparan los ángulos de fase relativos de las corrientes en las terminales.

Al igual que los relevadores diferenciales, los relevadores de hilo piloto proporcionan protección primaria sin respaldo. Por lo tanto, no es necesaria la protección en zonas adyacentes, lo cual da como resultado un disparo de alta velocidad. Además, se elimina la necesidad de calcular las corrientes y voltajes de falla del sistema.

2.4 RESTAURADOR Y SECCIONADOR

Estos dispositivos se instalan en troncales de alimentadores de distribución aérea, el restaurador es un dispositivo capaz de detectar fallas por sobrecorriente, efectuando la interrupción en tres o cuatro secuencias de apertura y cierre automático, seleccionando las fallas permanentes de las instantáneas.

El seccionador hace posible que una falla pueda ser aislada o seccionada a una pequeña parte del alimentador donde fue instalado el seccionador, al abrir sus contactos después de completar 1, 2 ó 3 recierres según se programe.

El seccionador depende de la operación de los restauradores o interruptores. No tiene la capacidad de interrumpir corrientes de falla, por ello se instala en serie después de un restaurador o interruptor, después de accionar cualquiera de estos dispositivos mencionados, cuando la corriente ha desaparecido se acciona el seccionador y esto permite al restaurador o interruptor cerrar las secciones sin falla restableciendo el servicio eléctrico

Algunos dispositivos tienen la capacidad de actuar como seccionadores o restauradores e incluso como interruptores, lo cual permite aislar conectar y desconectar con carga haciendo más confiable la continuidad del sistema. En la figura 7 se muestra como se conecta un dispositivo de este tipo.

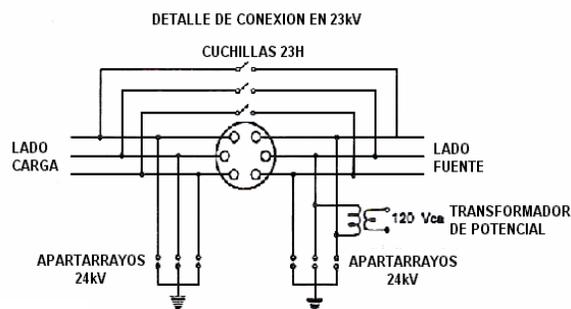


Figura 7

Capítulo 3 CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LAS LÍNEAS AÉREAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución aéreo en la ciudad de México, trabaja con valores de mediana tensión de 6 y 23 kV, este sistema tiene como función primordial distribuir la energía entre los consumidores, es decir es el medio de transporte entre las subestaciones de distribución y los usuarios, es por ello que tiene gran importancia, ya que atiende la demanda de energía de los centros de consumo.

Para fines administrativos y de operación, el sistema de distribución aéreo de la ciudad de México perteneciente a Luz y fuerza del Centro, es atendido para su mantenimiento e instalación por diferentes sectores (LAN, LAP, LAS, FI y FX) y para la operación del sistema de distribución, por tres centros de operación de redes de distribución (CORDP, CORDV y CORDE), trabajando en conjunto para mantener en condiciones optimas el sistema de distribución.

3.1 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN ALIMENTADOR AÉREO

Las características de los elementos que componen un sistema de distribución aéreo son muy importantes ya que estos influirán en el comportamiento de dicho alimentador. Los principales elementos que componen un alimentador aéreo son los conductores, aisladores, apartarrayos, cortacircuitos, cuchillas, transformadores, interruptores y los equipos de seccionamiento; a continuación se describirán dichos elementos con estricto apego a las normas de Luz y Fuerza del Centro.

3.1.1 CONDUCTORES

Los conductores son la parte medular de una red aérea, ya que son los encargados de transportar la energía eléctrica, en un principio los conductores eran principalmente de cobre, pero en la actualidad se utilizan conductores de aluminio debido a su ligereza y menor costo con respecto a los conductores de cobre. Los conductores más utilizados actualmente son el ACSR, ALD y CSA, las características eléctricas se muestran en las siguientes tablas.

1.- Las características y calibres más usados de conductor ACSR de acuerdo con la norma 2.0099 de LyFC se muestran en la tabla 6:

Nombre	Número de hilos		Área de la sección transversal mm ²		Diámetros			Resistencia C.A. a 65°C con corriente normal Ω/kg	Resistencia mecánica límite kg	Corriente normal de trabajo A
	Al	Acero	Al mm ²	Total mm ²	D mm	d1 mm	d2 mm			
Cable ACSR 4	6	1	21,15	24,68	6,36	2,12	2,12	1,564	830	120
Cable ACSR 2	6	1	33,63	39,24	8,01	2,67	2,67	0,986	1 260	160
Cable ACSR 1/0	6	1	53,48	62,39	10,11	3,37	3,37	0,631	1 925	220
Cable ACSR 4/0	6	1	107,2	125,1	14,31	4,77	4,77	0,312	3 760	330
Cable ACSR 336	26	7	170,6	198,3	18,31	2,89	3,25	0,200	6 220	470
Cable ACSR 556	26	7	282,6	328,5	23,50	3,72	2,89	0,123	10 310	630

Tabla 6

Se usa de acuerdo, a su capacidad de conducción como se muestra en la tabla 7:

Cable ACSR 4 Cable ACSR 2	En líneas de 6 kV
Cable ACSR 1/0 Cable ACSR 4/0 Cable ACSR 336	En líneas de 6 kV y 23 kV
Cable ACSR 556	En líneas de 23 kV y 85 kV

Tabla 7

2.-Para el conductor ALD (aluminio desnudo), de acuerdo con la norma 2.0109 de LyFC sus principales características se muestran en la tabla 8.

Nombre	N° de hilos	Equivalente al Cud	Diámetro d	Sección	Resistencia C.A. a 50°C	Resistencia mecánica límite	Corriente normal de trabajo
		AWG o MCM	mm	mm ²	Ohm/km	kg	Amp
Cable Ald 4	7	6	5,88	21,15	1,515	410	120
Cable Ald 2	7	4	7,42	33,63	0,949	621	160
Cable Ald 1/0	7	2	9,36	53,48	0,599	939	220
Cable Ald 2/0	7	1	10,51	67,43	0,475	1 157	240
Cable Ald 3/0	7	1/0	11,80	85,03	0,376	1 429	290
Cable Ald 4/0	7	2/0	13,25	107,2	0,298	1 764	330
Cable Ald 266	19	3/0	15,06	135,2	0,237	2 195	420
Cable Ald 336	19	4/0	16,90	170,5	0,189	2 948	470
Cable Ald 556	19	350	21,74	282,0	0,101	4 758	580

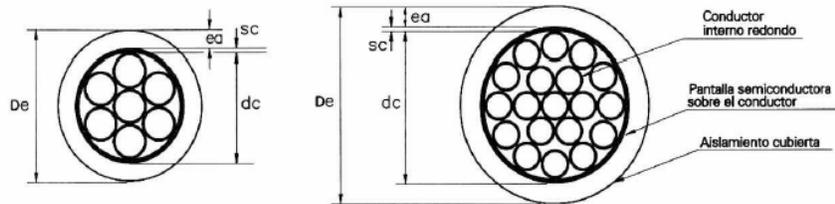
Tabla 8

Y sus principales usos de acuerdo al calibre se muestran en la tabla 9:

Nombre	Peso kg/km	Cantidad por carrete		Cable	Uso
		m	kg	Ald 4	Todos los tramos de AP serie y múltiple
Cable Ald 4	57,7	5 000	289	Ald 4 fase	Todos los tramos de baja tensión de transformadores de 10 kVA
Cable Ald 2	91,8	3 500	321	Ald 4 neutro	
Cable Ald 1/0	146,0	2 000	292	Ald 2 fase Ald 2 neutro	Todos los tramos de baja tensión de transformadores de 25 kVA y con transformadores de 50, 75 y 100 después del primer cruce
Cable Ald 2/0	184,2	1 500	275		
Cable Ald 3/0	232,2	1 300	302	Ald 3/0 fase Ald 2 neutro	Dos primeros tramos de B.T. a cada lado de transformadores de 50, 75 y 100 kVA
Cable Ald 4/0	292,9	1 000	293		
Cable Ald 266	370,0	1 000	370	Ald 336	Líneas de 6 kV y 23 kV
Cable Ald 336	467,7	1 500	700		
Cable Ald 556	773,9	1 500	1 160	Ald 556	Líneas de 23 kV

Tabla 9

3.-Para el conductor CSA (cable semiaislado), de acuerdo con la norma 2.0209 sus principales características son:



CSA - ACSR

CSA - Ald

Símbolo	Características	Unidad	Designación Cable CSA 23		
			ACSR 2	ACSR 1/0	Ald 336
A	Área de la sección transversal del conductor	mm ²	33,63	53,48	170,5
		mm ²	5,61	8,91	-----
N	Nº de hilos	-----	6	6	19
		-----	1	1	-----
dc	Diámetro del conductor	mm	8,01	10,11	16,90
SC	Pantalla semiconductora sobre el conductor	mm	0,3	0,3	0,41
		mm	0,38	0,38	0,51
Rca	Resistencia en c.a. a 65°C con corriente nominal	Ω/km	0,986	0,631	0,198
	Resistividad eléctrica superficial de la cubierta (mínima)	MΩ	200 000	200 000	200 000
	Resistencia mecánica límite	N	12 356	18 877	28 909
I	Corriente normal de trabajo	A	160	220	470
	Corriente normal de trabajo *	A	160	220	470

Tabla 10

El conductor semiaislado instalado en la distribución aérea en media tensión en 23 kV, permite disminuir las fallas de línea en zonas arboladas o expuestas a objetos extraños.

3.1.2 AISLADORES

La función primordial de los aisladores es soportar y aislar líneas distribución, en zonas de alta contaminación atmosférica. Además de que también existen aisladores para formar cadenas para reforzar a las líneas, de manera general se tienen dos tipos de aisladores, tipo alfiler y de suspensión.

El aislador de suspensión (S52-5) de acuerdo a la norma 2.0066 de LyFC su material es porcelana vidriada color verde preferentemente o vidrio templado, mientras que para el aislador tipo alfiler (A56-3) de acuerdo a la norma 2.0071 de LyFC el material es porcelana vidriada color gris-blanco preferentemente, con acabado metalizado en la parte superior del aislador y sin casquillo de roscado metálico, la figura muestra un montaje de ambos aisladores.



Figura 8

3.1.3 APARTARRAYOS

Los apartarrayos son utilizados para limitar las sobretensiones originadas por diferentes factores como descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance del sistema (rechazos de carga, cortocircuito de fase a tierra). Es un dispositivo eléctrico constituido de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones

En las líneas de distribución aérea, limita las sobretensiones en equipo eléctrico instalado en línea aérea como transformadores, restauradores, seccionadores, en acometidas de fraccionamientos y unidades habitacionales, en equipo de servicios particulares e industriales en la transición de línea aérea y cable subterráneo, desviando las corrientes de descarga hacia tierra.

Un apartarrayos es un dispositivo de protección, el cual tiene principalmente las siguientes características:

1. Trabajar como aislador mientras la tensión aplicada no exceda el valor predeterminado.
2. Cuando se exceda el valor predeterminado debe conducir.
3. Debe conducir a tierra la corriente originada por la sobretensión.

Cuando se origina una sobretensión, se produce un arqueo de los entrehierros y la corriente resultante es limitada por las resistencias a pequeños valores, hasta que en un paso por cero de la corriente está se interrumpe definitivamente.

De acuerdo a las normas 2.0599 y 2.0598 de LyFC los más utilizados son dos tipos: IOM y DOM, los primeros son utilizados en acometidas industriales y de alta contaminación, mientras que los segundos son utilizados de manera general en la línea de distribución. Los materiales con que son fabricados los elementos valvulares de los apartarrayos son óxidos metálicos. La figura 9 muestra un montaje de los apartarrayos en la línea de distribución.

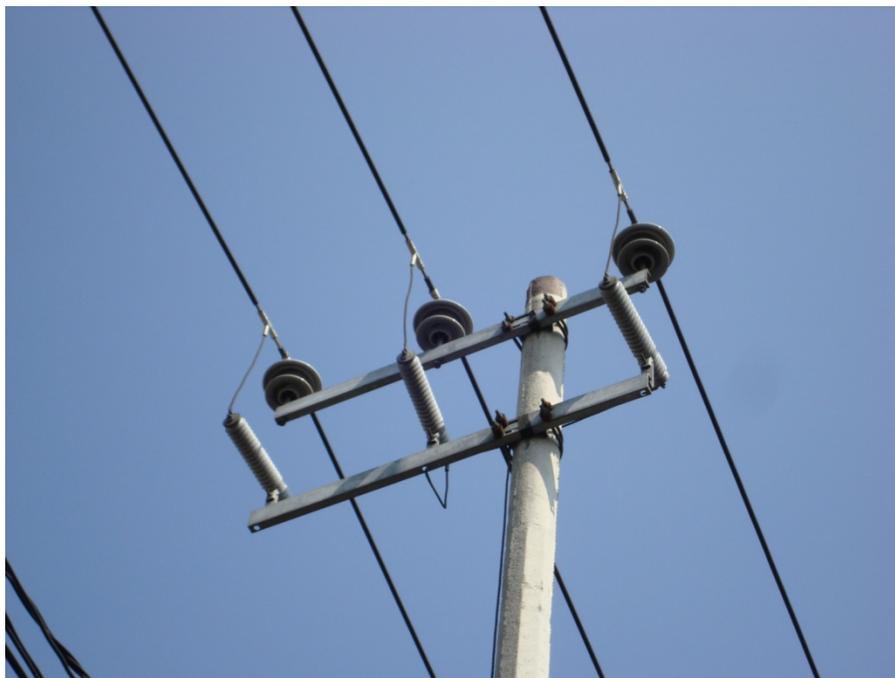


Figura 9

3.1.4 CORTACIRCUITOS FUSIBLE

Los cortacircuitos fusible son dispositivos para la protección contra el cortocircuito y sobrecorrientes del sistema eléctrico, es muy común en los sistemas de distribución y tensión media. Utilizan un fusible, el cual se utiliza para la interrupción automática del circuito que

protege en el momento que se presenta una sobrecorriente, se logra mediante la fusión del elemento fusible.

Los fusibles aíslan la parte del circuito en donde fueron instalados, del resto del alimentador sin falla, para impedir que se dañe el equipo instalado dentro del mismo, se utilizan principalmente en ramales cortos, en el lado de alta y baja tensión de transformadores de distribución. Los cortacircuitos más utilizados de acuerdo a las normas de LyFC son: D23112, D23220 y el 23330.

1) D23112: De acuerdo a la norma 2.0159 de LyFC se utiliza con eslabón fusible K, colocado dentro del tubo portafusible de los cortacircuitos, protege transformadores tipo poste o servicios en 23kV, contra sobrecorrientes de acuerdo a la capacidad del fusible empleado y contra corrientes de cortocircuito de 12kA asimétricos.

2) D23220: De acuerdo a la norma 2.0161 se utiliza con fusible de potencia 23 (SMU 20), se instala uno en cada fase de 23kV para proteger transformadores o servicios de 23 kV contra sobrecorrientes de acuerdo a la capacidad del fusible empleado y contra corto circuito de 20kA asimétricos.

3) D23330: De acuerdo a la norma 2.0162 de LyFC se utiliza empleando fusible de potencia 23-5 SM colocado en el tubo portafusible, se instala uno en cada fase de 23 kV, para proteger transformadores y servicios contra sobrecorrientes de acuerdo a la capacidad del fusible empleado y contra corto circuito de 32kA asimétricos. La figura 10 muestra un montaje común de un cortacircuito fusible.

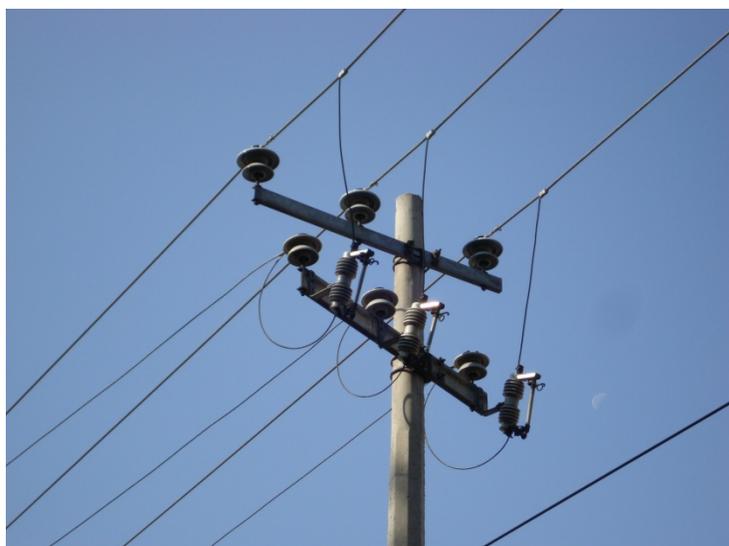


Figura 10

3.1.5 TRANSFORMADORES

Los transformadores son elementos muy importantes dentro de los sistemas eléctricos, su función principal es cambiar la magnitud de la tensión eléctrica, podemos decir, que los transformadores permiten el enlace entre los generadores del sistema, y las líneas de transmisión y distribución.

En el sistema de distribución actual, los transformadores cambian la magnitud del voltaje de la red primaria del alimentador que puede ser de 23 ó 6 kV a 220 V entre fases y 127 V al neutro para alimentar redes y servicios de baja tensión.

Las capacidades de los transformadores que se utilizan en la red de distribución varían de 30, 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300kVA, la norma que regula las características de los transformadores es la 2.0229.

3.1.6 CUCHILLAS

Las cuchillas son elementos para poder conectar o desconectar una parte del alimentador, se instalan en la línea como paso en posición horizontal generalmente, además se utilizan en los cambios de línea aérea a subterránea (cables puente) en donde se instalan de manera vertical de acuerdo a la norma 2.0132 la cuchilla más utilizada es la 23-601.

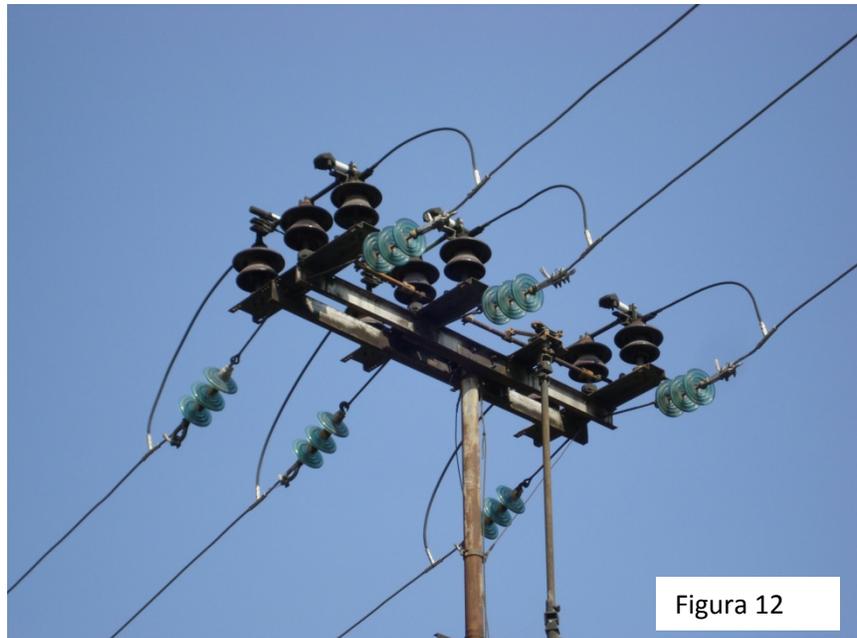
El tipo de cuchillas que se utilizan actualmente, se maniobran fase por fase, y permiten con pértiga de 2,40 m conectar y desconectar sin carga la troncal o ramal de un alimentador., y en caso de ser necesario con la ayuda de un dispositivo de apertura con carga (loadbuster) conectar y desconectar cargas hasta de 600 amperes. La figura 11 muestra un del montaje de las cuchillas 23-601.



Figura 11

3.1.7 INTERRUPTORES

Los interruptores más utilizados dentro del sistema de distribución aérea son interruptores en aire, se emplean en juegos de tres interruptores operados en grupo, con mecanismo recíprocante de operación manual también en grupo. El interruptor utilizado en LyFC es el 23-601. De acuerdo con la norma 2.0022 de LyFC, pueden ser operados con corriente nominal y no deben operarse con corriente de falla. La figura 12 muestra un montaje de interruptores en la línea de distribución.



3.1.8 EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

Los equipos de seccionamiento que se utilizan en una red de distribución aérea son los restauradores y los seccionadores, los cuales permiten aislar las fallas y reducir lo más posible la zona donde esta ocurre, por lo cual juegan un papel muy importante, ya que su funcionamiento óptimo permitirá reducir el tiempo de interrupción.

El restaurador es un interruptor electromecánico, capaz de detectar fallas por sobrecorriente, tiene la característica de hacer aperturas y recierres en forma automática cuando se presenta una falla, seleccionando las fallas permanentes de las instantáneas.

El seccionador es capaz de censar sobrecorrientes, pero necesita de dos condiciones para poder operar, la primera es una sobrecorriente (o simplemente una corriente mayor a la corriente nominal) y la segunda es la ausencia de potencial, en este momento el equipo opera si esta

configurado a un paso, de tal manera que los seccionadores funcionan con el respaldo de los restauradores o con el de los interruptores de la subestación.

En la figura 13 se muestra un equipo de seccionamiento Cooper F5 Nova, el cual puede actuar como restaurador o seccionador, dependiendo la configuración que se programe en el control.

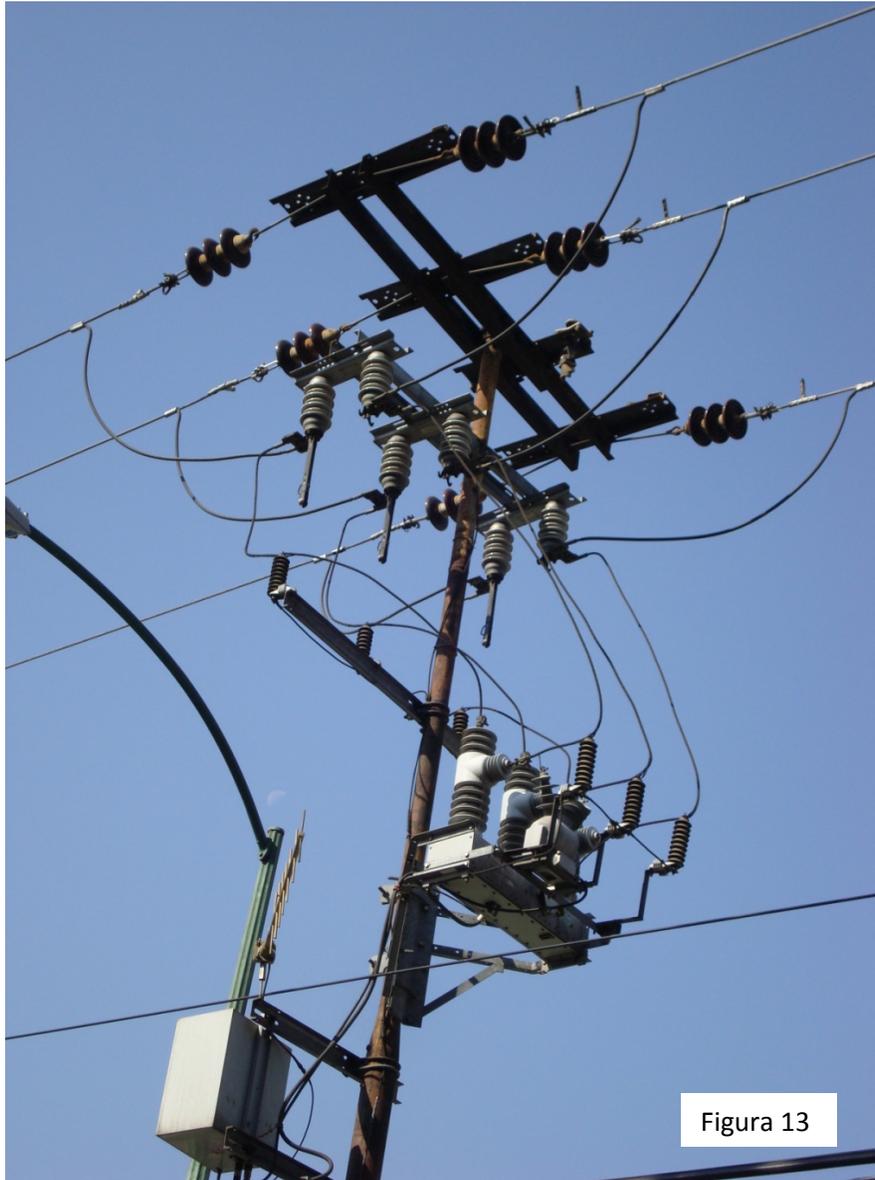


Figura 13

3.2 OPERACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Un aspecto importante en las redes de distribución es sin duda, la operación, para ello Luz y Fuerza del Centro cuenta con los Centros de Operación de Redes de Distribución (CORD), los cuales son los responsables de que el suministro de energía sea entregada al usuario, de manera continua, confiable y con calidad, es decir; mantener el suministro de energía en rangos de voltaje y frecuencia, aún teniendo factores adversos.

De esta forma, para que una red de distribución se encuentre en buenas condiciones de operación se deben realizar programas de mantenimiento preventivo y de ser necesario, mantenimiento correctivo, tratando de evitar al máximo las interrupciones de energía. Para ello, los ingenieros del sector correspondiente realizan los programas de mantenimiento, en donde además se incluye a los elementos de protección y seccionamiento.

3.2.1 LICENCIAS

Para poder realizar cualquier trabajo, en algún elemento o zona de un alimentador, se debe pedir la autorización previa al Ingeniero encargado, previo análisis de los trabajos con el ingeniero de licencias del CORD, quien verifica que dichos trabajos sean solicitados en tiempo y forma de acuerdo con el reglamento de operación. Existen diferentes tipos de licencias, de acuerdo a las características del trabajo o las circunstancias presentes en un alimentador, estas licencias son:

a) Licencias programadas (C)

Este tipo de licencias son programadas por el ingeniero de un sector y debidamente analizadas y aprobadas por el ingeniero de licencias de CORD, son licencias que se autorizan con el conocimiento de que existirá una interrupción en el servicio de energía eléctrica en una zona específica, en general, se solicitan para realizar trabajos mayores de mantenimiento preventivo, con el objetivo de prevenir futuras interrupciones, causadas por el deterioro de los materiales o equipos del sistema de distribución, los trabajos que comúnmente se realizan con este tipo de licencias son el reemplazo del conductor, reemplazo de aislamiento e incluso reemplazo de postes.

La política de Luz y Fuerza establece que, cuando se realicen estas interrupciones se debe hacer del conocimiento del los usuarios, con una anticipación de cuarenta y ocho horas, a través de los principales medios de comunicación.

De acuerdo con el Reglamento de Operación, para que el ingeniero operador pueda autorizar una licencia con interrupción, debe verificar la fecha de ejecución de los trabajos, la sección del alimentador en donde estos se ejecutaran, los servicios importantes que afecta, y que dicha solicitud sea debidamente acompañada por los documentos que amparen la ejecución de los mismos, mediante D's, SS's o LA's, por ejemplo.

b) Licencias de Observación (O)

Para realizar trabajos de mantenimiento menores o de instalación, como conexión de líneas, puentes o transformadores se solicita una licencia de Observación, para ejecutar el trabajo denominado comúnmente de línea viva; generalmente estas conexiones son realizadas por obras de expansión, por lo que el sector correspondiente tiene que solicitar la licencia para que el ingeniero Operador quede enterado del incremento en la carga del alimentador. Cuando se trate de instalación de equipos nuevos, las licencias deben ser previamente autorizadas por el ingeniero de licencias, y deben ser entregadas por los sectores solicitantes con setenta y dos horas de anticipación.

Para realizar este tipo de trabajos el operador bloquea los relevadores de recierre "R-79" de los dispositivos de protección como son los interruptores propios de la subestación y en su caso, los recierres de los restauradores. Este bloqueo tiene como finalidad que el relevador no realice los recierres programados según sea el caso, así al momento de ocurrir una condición de operación anómala en la línea, el interruptor de la subestación o el restaurador, hace la apertura definitiva, para proteger al personal que esta trabajando en la zona de licencia de observación.

c) Licencia de Emergencia (E)

Una licencia de emergencia es concedida por el Ingeniero Operador, para interrumpir la zona en donde habrá de efectuarse un trabajo de reparación de un alimentador. A diferencia de las licencias programadas, en una licencia de emergencia se realizan trabajos de mantenimiento correctivo, y no tienen una fecha para tal, ya que se otorgan cuando surgen condiciones anómalas en la red.

El mantenimiento correctivo tiene como finalidad, la reparación, o reemplazo de materiales o equipos en los sistemas de distribución que se encuentren dañados y que pueden ser por causa de factores externos pero también por falta de mantenimiento preventivo por parte del sector correspondiente.

Estas licencias se otorgan para realizar trabajos de reemplazo o reparación de equipos dañados como postes, cortacircuitos, apartarrayos, aisladores, conductores y transformadores. También se conceden en casos de peligro en los equipos o instalaciones de LyFC. O en caso de algún accidente en el cual se encuentre involucrado personal de la compañía o alguna persona civil.

d) Licencias sin Interrupción (S)

Una licencia sin interrupción es aquella que concede el ingeniero operador, para realizar trabajos en una sección de un alimentador sin causar interrupción. Las licencias sin interrupción comúnmente son dadas en cables subterráneos para reparar fallas en una vía de mediana tensión, tomando la carga correspondiente por baja tensión; en líneas

aéreas se dan cuando se repara un cable de salida ya que la carga del alimentador se lleva por fuera; a través de otros alimentadores que hacen frontera con el alimentador fallado.

3.2.2 PRIORIDADES DE UN INGENIERO OPERADOR

El Ingeniero Operador debe seguir una lógica de operación, por lo que las prioridades son, de acuerdo al reglamento de operación, como sigue:

- a) Disturbio (D)
- b) Licencia de emergencia (E)
- c) Licencia con interrupción (C)
- d) Licencia sin interrupción (S)
- e) Licencia de observación (O)

Generalmente las interrupciones de energía eléctrica que atiende el Ingeniero Operador, son causadas por falta de mantenimiento preventivo, en líneas y dispositivos de protección, por vandalismo, fenómenos naturales, contingencias (sismos, inundaciones, incendios) y por hechos sobresalientes como baja frecuencia, tiro de carga, entre otras.

Dentro de las principales causas, de las fallas encontramos:

Por falta de mantenimiento: desrame de árboles, líneas colgadas o cruzadas por falta de tensión mecánica, línea caída por falso contacto, contaminación de los aisladores, o deterioro de los medios de protección, y falta de mantenimiento y calibración de los equipos de seccionamiento.

Por vandalismo: Objetos sobre la línea, objetos metálicos, papalotes, robo, golpes, e incluso accidentes de tránsito.

Por fenómenos naturales: pueden clasificarse como, fuerte lluvia en la zona, fuerte viento y descargas atmosféricas; que pueden ser determinantes para que un alimentador entre en disturbio.

Por contingencia: un sismo o un incendio provocan que el sistema eléctrico se colapse, multiplicándose el número de fallas eléctricas tanto en mediana tensión como en baja. Mientras que una baja frecuencia se da cuando la demanda de energía eléctrica es mayor a la capacidad de generación por lo cual el ingeniero operador debe realizar un tiro de carga, evitando una interrupción mayor.

Las acciones que realice el ingeniero operador, son determinantes para el restablecimiento del suministro de energía eléctrica ante cualquier disturbio, para ello dirige las maniobras que debe realizar el personal del sector que atiende el disturbio; estableciendo así una relación directa

entre los transmisores de la sección de quejas, siendo a estos, a quienes le solicita el personal para responder ante cualquier situación anormal en el sistema de distribución.

Es necesario señalar que la sección de quejas es quien tiene a su disposición cuadrillas para atender los reportes hechos por los usuarios, por falta de energía eléctrica en baja o mediana tensión. Dichas cuadrillas pertenecen al sector correspondiente de la zona de atención, sin embargo de acuerdo al reglamento de operación están obligados a prestar sus servicios fuera de dicha zona si las condiciones así los requieran.

Operación de las redes de distribución durante un disturbio

El ingeniero Operador, puede enterarse que un alimentador entro en disturbio de tres formas como son:

- Si la subestación es telecontrolada a través de la unidad Terminal remota, ya que esta sonará la alarma indicando que uno de los alimentadores esta en disturbio.
- Si la subestación es convencional, entonces el operador de estación le informará inmediatamente al Ingeniero Operador que un alimentador esta en disturbio.
- Si el disturbio se presenta por baja carga, el Ingeniero Operador se entera ya que al encontrarse fuera de rangos establecidos para un alimentador suena la alarma, o bien será informado por el transmisor de quejas de acuerdo a su clasificación, la cantidad de reportes recibidos y zona especifica.

Si el disturbio se presenta de acuerdo al inciso a) se deja que el R-79 del interruptor haga sus tres recierres, si es aéreo; puede ser que el alimentador tome carga en cualquiera de los tres recierres entonces la falla se considera como un corto circuito transitorio, si el R-79 efectuó sus tres recierres y la falla aun esta presente el Operador hará una prueba a los cuatro minutos, si el alimentador entra entonces la falla también se considera como un corto circuito transitorio; pero si ocurre lo contrario el operador cuenta con la información que despliega la Unidad Terminal Remota, en donde puede observar que protección operó (R-50 o R-51) y los planos para ubicar los medios de seccionamiento, a donde enviara al personal para efectuar la primer maniobra, abriendo el medio de seccionamiento, dando prioridad a tener el tiempo mínimo de interrupción.

El ingeniero operador tratará, de seccionar lo más posible la falla, tomando el porcentaje de carga por el propio alimentador de acuerdo a la localización de la falla o bien tomará carga por otros alimentadores, sí las condiciones de la red lo permiten.

Para detallar y llevar un control del comportamiento de los alimentadores y de los trabajos realizados en los mismos, así como de las maniobras efectuadas por el Ingeniero Operador, se llenan diferentes documentos por cada ingeniero Operador en su turno, estos son:

Extracto de licencias: Clasifica las licencias, de acuerdo a los cuatro tipos antes indicados, señalando el alimentador, subestación persona que atiende, tiempo de salida y entrada, situación (causa o efecto).

Extracto de disturbios: indica el alimentador, clave del alimentador, subestación, horarios de entrada y salida de cada seccionamiento si es que los hay, porcentaje en servicio en cada seccionamiento, equipo de protección que operó, causas o efecto.

Relatorio: se realiza para cada alimentador en disturbio, indica el alimentador, clave del alimentador, subestación, hora de botada, horario en que se tomo carga y porcentaje que se tomaron, hora a la que se le solicita al transmisor el personal operativo, ubicación de donde se traslada el personal, maniobras realizadas y su efecto, la causa del disturbio. Es importante señalar, que el Ingeniero operador debe indicar claramente si el personal sabe operar los equipos o no, y sí la maniobra es retardada cual fue la causa.

Pendientes: se realizan las anotaciones correspondientes de las maniobras realizadas, equipo puesto en operación, equipo fuera de servicio, equipo dañado, equipo pendiente a reparación, alimentadores puestos en servicio, redistribuciones de carga, corrimientos de carga.

3.2.3 QUEJAS Y SU CLASIFICACIÓN

Las quejas son los reportes que hacen los usuarios por fallas en el suministro de energía, o variaciones del mismo, para su atención, primero se clasifican y después se transmiten a las cuadrillas para ser atendidas, en base a los siguientes criterios:

a) Por orden de importancia. Toda falla que repercute en interrupción de energía eléctrica en el servicio del usuario, es importante. En algunas ocasiones las cargas excesivas de trabajo y el número limitado de cuadrillas, no permite atender en forma simultánea todos los reportes, por lo tanto se atienden primero aquellos servicios que por sus características, requieran de una atención inmediata. Estos servicios se clasifican por grupos, en la tabla 11 se muestra dicha clasificación:

CLASIFICACIÓN DE LA QUEJA POR ORDEN DE IMPORTANCIA		
<u>Primer grupo</u>	Hospitales e Industrias Servicios públicos Sectores	Inmediata
<u>Segundo grupo</u>	Quejas preferentes Quejas recomendadas	Inmediata
<u>Tercer grupo</u>	Servicios particulares y particulares	Normal

Tabla 11

Siempre tendrán prioridad de atención los reportes que se relacionen con los servicios enunciados en el primer grupo. Si en un mismo momento coinciden varias quejas con estos tipos de servicio, el transmisor si cuenta con los recursos humanos suficientes atenderá en forma simultánea todos los reportes.

En caso contrario, debe valorar cual es el servicio que debe atender de manera inmediata, dejando para el siguiente turno la atención de los otros reportes. Si dos servicios requieren de atención urgente y no cuenta con recursos, el transmisor debe consultar con sus superiores cual es el servicio que debe ser atendido en primer lugar.

Las quejas recomendadas o preferentes, son aquellas que sin importar su tipo de servicio requieren de atención inmediata. Esta calidad de queja la determina una firma de autorización que proviene de las jefaturas de la gerencia de operación de redes de distribución.

Si una queja recomendada o preferente se relaciona con algún servicio del primer grupo, aumenta su grado de preferencia, por ejemplo, un hospital que requiere ser atendido con categoría preferente. Si se trata de un servicio particular, pero además existen reportes pendientes de atender del primer grupo, y no se cuenta con recursos humanos suficientes, se consultará con los superiores la decisión que deba tomarse.

Los reportes correspondientes a suministros particulares y comerciales, se atienden una vez que se han desahogado las cargas de trabajo de servicios importantes.

b) Por el tipo de falla reportada.

Este tipo de clasificación se realiza de acuerdo a los daños a instalaciones, equipos y materiales de los sistemas de distribución aéreos o subterráneos en mediana tensión, en un primer grupo y en baja tensión en un segundo grupo.

Este tipo de quejas por reportar daños a materiales o equipos de LyFC, son consideradas como quejas de atención prioritaria, y pueden corresponder a cualquier tipo de servicio.

Cuando en un disturbio, se recibe un reporte que refiere daños a los sistemas de distribución en mediana tensión, se turna la queja al ingeniero operador de redes de distribución, para que este verifique que la queja corresponda a un alimentador fuera de servicio. En caso de que los daños correspondan a sistemas en baja tensión, la queja es atendida por el transmisor.

c) Por orden cronológico

Existen quejas que no fue posible atender en el turno y que pueden corresponder a cualquiera de los grupos mencionados, a estas quejas pendientes el transmisor les da preferencia de atención respecto a la queja que está recibiendo en términos normales, esto ocurre debido a

que en ocasiones queda algún trabajo pendiente por realizar, el cual impide se de por terminado el trabajo de reparación.

Las principales causas por las cuales no puede terminarse un trabajo de reparación de falla eléctrica, son las siguientes:

- Por falta de material o equipo.
- Por falta de unidades especiales.
- Por falta de recursos humanos.
- Por la cantidad de daños producidos en los sistemas de distribución.
- Por ser competencia de otra área

3.3 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA

Un aspecto fundamental que se debe considerar, en el diseño, mantenimiento, y operación de los sistemas de distribución es, sin duda, la carga a la que alimentan. Por lo que se tiene que tener bien definido las características de la carga.

En nuestro país las unidades habitacionales son en conjunto importantes consumidoras de energía, se diferencian según el nivel económico de sus habitantes, por lo consiguiente la demanda de energía eléctrica por consumidor estimada bajo el mismo criterio como consecuencia de la superficie del lote o departamento del usuario. En la siguiente tabla se muestra una clasificación de conjuntos habitacionales obtenida de datos estadísticos.

Las líneas de distribución primarias en zona urbana alimentan no solo cargas habitacionales, si no también comerciales e industriales. Los alimentadores normalmente trabajan a un 85 % de su capacidad nominal, teniendo el porcentaje restante como reserva, con la finalidad de que cuando se presenta una falla en un alimentador contiguo, la carga de este se reparta entre los otros alimentadores, evitando con esto interrupciones largas en el suministro eléctrico a los usuarios.

En las redes de distribución el principal problema que se tiene en la realización de un diseño consiste en la calidad y la cantidad de la carga, dado que esta es variable, ya que depende de las necesidades de utilización del consumidor.

A continuación se describen varios conceptos que permiten dar una idea de la utilización de la energía y de ahí partir para obtener parámetros básicos de la carga, las cuales se utilizan en la elaboración de un diseño.

3.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS

Las cargas se clasifican según diversos criterios, entre los más importantes están los siguientes:

1.- Localización Geográfica.- Se refiere al lugar donde se ubica la carga, actualmente para zonas urbanas estadísticamente se hace una clasificación urbana, así como su densidad de carga respectiva La tabla 12 muestra dicha clasificación.

ZONA	MVA/Km ²
URBANA CENTRAL	40-100
URBANA	5-40
SUB-URBANA	3-5

Tabla 12

2.- Tipo de Utilización de Energía.- Esta clasificación es en base al uso que el consumidor hace de la energía, la cual es la siguiente:

a) Cargas Residenciales.- Están formadas básicamente por aparatos electrodomésticos y lámparas incandescentes, su factor de potencia es cercano a la unidad.

b) Cargas Comerciales.- La mayor parte de esta es de alumbrado, aunque también se tiene cargas conectadas reactivas para sistemas de refrigeración y aire acondicionado.

c) Cargas Industriales.- La mayor parte de esta carga está compuesta por cargas inductivas, rotativas y estáticas con motores, transformadores y lámparas fluorescentes.

d) Cargas Mixtas.- La combinación de cualquiera de las tres anteriores.

3.- Confiabilidad.- Esta clasificación se realiza considerando la importancia que tiene para el consumidor una interrupción en el suministro de energía eléctrica, estas cargas se pueden clasificar en la siguiente manera:

a) Sensibles.- Una interrupción instantánea produce grandes daños al consumidor, por ejemplo, los hospitales, computadoras, maquinas controladas por sistemas electrónicos, industriales químicas, Secretarías de Estado, televisoras, periódicos, etc.

b) Semisensibles.- Son cargas en las cuales una interrupción mayor de diez minutos no causa problemas al consumidor, por ejemplo, industrias metalmeccánica, industrias de vestido, centros comerciales, panificadoras, molinos, etc.

c) Normales.- Son cargas en las cuales no se causa problema al consumidor entre una y cinco horas de interrupción por ejemplo, usuarios domésticos, pequeños comercios, alumbrado público, etc.

4.- Tarifas.- Esta clasificación la realiza la empresa suministradora de energía eléctrica y depende fundamentalmente del tipo de carga, clima, demanda y tensión.

3.3.2 PARÁMETROS DE CARGAS

1.-Carga Instalada.- Se calcula sumando la potencia nominal de cada uno de los servicios conectados en una zona o fraccionamiento determinado, sus unidades son kilowatts, kilovolts, amperes o bien múltiplos de estos:

$$C_i = \sum KW \quad \text{ó} \quad C_i = \sum KVA$$

2.-Densidad de Carga.- Es la carga instalada por unidad de área en una zona determinada. Las unidades más comunes para especificarla son: kVA/km² y MVA/km²

3.-Demanda Promedio.- La demanda en una instalación eléctrica, es la carga promedio conectada en las terminales receptoras, durante un intervalo de tiempo determinado. Dicho intervalo se denomina, intervalo de demanda y su duración depende fundamentalmente del equipo eléctrico al cual se le desea conocer su demanda; las unidades de la demanda son: kVA, kW ó A.

4.-Demanda Máxima.- La demanda máxima es la demanda instantánea mayor que presenta una carga, durante un periodo de tiempo; en México por lo regular es de 15 minutos.

5.-Factor de Demanda.- Es el cociente entre la demanda máxima de un periodo de tiempo T (por ejemplo 15 minutos) y la carga conectada en las terminales receptoras. El factor de demanda se expresa de la siguiente manera:

$$Fd = D_{m\acute{a}x}(T) / C_c \text{ donde :}$$

$$D_{m\acute{a}x}(T) = \text{Demanda máxima en un periodo de tiempo T.}$$

$$C_c = \text{Carga conectada en las terminales receptoras.}$$

6.- Factor de Utilización.- Es el cociente entre la demanda máxima en un periodo de tiempo "t" y la carga nominal instalada, y se expresa como sigue:

$$F_c = D_{m\acute{a}x}(t) / C_i$$

$$\text{Donde: } C_i = \text{Carga instalada}$$

7.- Factor de Carga.- El factor de carga es la razón entre la demanda promedio y la demanda máxima en un mismo intervalo de tiempo "t" y se expresa como sigue:

$$F_c = D_{prom}(t) / D_{m\acute{a}x}(t)$$

Por lo que es importante especificar, el intervalo de tiempo en el que estén considerando los dos valores de demandas, ya que para una misma carga al aumentar el intervalo de tiempo disminuye el factor de carga, debido a que la demanda promedio disminuye. Matemáticamente esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$F_{c(anoal)} < F_{c(mensual)} < F_{c(semanal)} < F_{c(diario)}$$

de la anterior relación se deduce que:

$$0.0 < F_c < 1.0$$

En la figura 14 se presentan ciclos de carga en sus factores de carga típicos.

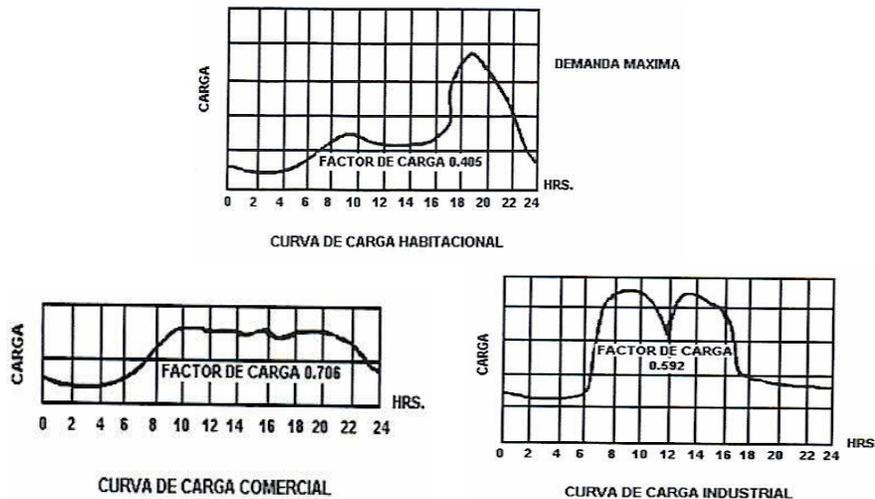


Figura 14

3.4 CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La confiabilidad es un término obligado en el diseño de una red de distribución, y una instalación confiable, es aquella que tiene las mínimas interrupciones posibles en el suministro de energía eléctrica. La CFE y LyFC son empresas que están obligadas con los usuarios a prestar un servicio lo mas continuo posible, sobre todo a las cargas sensibles. En consecuencia se puede afirmar que la confiabilidad esta relacionada con la presencia o ausencia de energía potencial disponible en las acometidas de los consumidores.

En LyFC las interrupciones se evalúan analíticamente en las líneas primarias de distribución considerando el tiempo de duración de las mismas. Este análisis se realiza mensualmente en cada alimentador de 6, y 23 KV. Para ello se realiza un análisis del TIU de cada uno de los alimentadores, además de hacer un comparativo del TIU acumulado en diferentes periodos de tiempo, generalmente cada mes, denominado ATIU.

TIU: Es el Tiempo de Interrupción por Usuario, es un valor numérico de comparación, para medir la confiabilidad de un sistema eléctrico a usuarios o clientes sujetos a disturbios por condiciones atmosféricas, eléctricas, con variaciones de voltaje corriente, etc., provocando estas condiciones que falle el sistema del suministro, afectando directamente al usuario (Ui) al tener ausencia de energía

eléctrica por un cierto intervalo de tiempo (Ti), cuando este TIU es referido a un alimentador, departamento, región o división se tiene la siguiente fórmula :

$$\text{TIU} = \frac{(\text{Tiempo de interrupción}) \times (\text{usuarios afectados}) \times (\text{factor horario}) \times (\% \text{fuera del alimentador})}{\text{Total usuarios de LyFC}}$$

ATIU: Cuando deseamos específicamente conocer el comportamiento del sistema de distribución por periodos de tiempo, tendremos que referir el TIU, a todo un alimentador, y su comportamiento mensual por ejemplo a enero será (TIU1), de febrero (TIU2), marzo (TUB), etc., entonces la suma del TIU mensual dará como resultado el TIU acumulado ó anual.

El TIU en LyFC se mide de dos maneras, en primer lugar el TIU al evento 1 que es el tiempo de interrupción desde que inicia la interrupción hasta que se logra restablecer un porcentaje del alimentador, y el TIU índice 100 que es el tiempo de interrupción desde el inicio de la interrupción hasta que se restablece el 100% del alimentador.

Así mismo la CFE y LyFC están obligados con los usuarios a prestar un servicio de calidad de energía eléctrica que involucra:

- % Regulación + 10%.
- Frecuencia 60 Hz.
- Forma de onda senoidal con defasamiento de 120 grados entre líneas para que el funcionamiento de los aparatos de los usuarios sea el correcto.

Para lograr lo anterior en el diseño, instalación y operación de la red de distribución deben intervenir aspectos de primera calidad tales como:

- Diseño e ingeniería.
- Equipos y materiales.
- Mano de obra calificada.
- Mantenimiento adecuado.

Sin embargo, lo anterior no quiere decir que los sistemas instalados sean infalibles, pero sí que bajo este principio se podrá tener una buena confiabilidad.

3.4.1 INTERRUPCIONES

Una red de distribución está integrada por varios elementos, los cuales no están exentos de falla. En caso de fallar algunos de ellos, las condiciones del sistema tendrán que cambiar operativamente y en algunos casos el suministro de energía a los usuarios tendrá que ser interrumpido.

Las principales causas que provocan falla y que afectan la continuidad del servicio pueden ser de origen interno o externo, algunas de ellas son previsibles otras no.

INTERRUPCIONES POR SOBRETENSIONES.

1.- Sobretensiones de origen interno. Las causas de las sobretensiones de origen interno de deben principalmente a:

b) Operación de los dispositivos de reconexión, (maniobras de switcheo). Son de corta duración, de dos o tres ciclos y alcanzan valores de 2 a 3 veces la tensión de operación del sistema. Por lo tanto, para prevenir la falta de aislamiento de los equipos, estos deben responder satisfactoriamente a las pruebas de potencial aplicado e impulso.

c) Fenómenos de ferresonancia los cuales se presentan principalmente en sistemas trifásicos de tres hilos con transformadores conectados en delta-estrella. Este problema se elimina empleado sistemas trifásicos con cuatro hilos y con transformadores conectados en estrella-estrella aterrizando o bien utilizando elementos de protección o seccionamiento de operación tripolar simultanea.

2.- Sobretensiones de origen externo. Las causas de las sobretensiones de origen externo se deben principalmente a:

- Contacto directo o inducción con líneas de mayor tensión.
- Fallas es los aislamientos provocada por la naturaleza.
- Accidentes imprudenciales por errores humanos.

Algunas de estas fallas se aíslan con la operación de los equipos de protección, recierre y otras se convierten en permanentes.

Las descargas atmosféricas, son las de menor duración, pero son las más severas y las que suceden con más frecuencia. Para proteger a los conductores y equipos contra estas sobretensiones se deben instalar apartarrayos adecuados y elegir el nivel de aislamiento en los aisladores de tal manera que satisfagan las tensiones normalizadas de impulse.

INTERRUPCIONES POR SOBRECORRIENTE.

1.- Sobrecorrientes de origen interno. Las causas de las sobrecorrientes de origen interne son principalmente:

- Sobrecargas.
- Falla en los aislamientos en los equipos.
- Mala operación de los equipos.
- Falta de mantenimiento

2.- Sobrecorrientes de origen externo. Los sistemas aéreos están más expuestos a fallas causadas por agentes externos que los subterráneos, algunas de estas fallas son causadas principalmente por:

- Deterioro gradual de postes y aisladores provocados por la naturaleza.
- Fallas a tierra provocadas por la contaminación ambiental.
- Fallas diversas provocadas por vandalismo y accidentes de tránsito.

P

Capítulo 4 PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS

La protección de los sistemas de distribución ha evolucionado con el tiempo, desde los primitivos fusibles, hasta los equipos sofisticados cuyo funcionamiento está basado en el empleo de microprocesadores.

Sin embargo, independientemente de los avances logrados para el desarrollo de los diversos dispositivos de protección disponibles en la actualidad, pueden identificarse 3 tipos fundamentales de equipos de protección, en función de su aplicación y principio de operación principalmente.

4.1 FUSIBLES

Tomando en consideración la tensión de diseño los fusibles están clasificados en fusibles para baja tensión de 125 a 2300 volts y fusibles para alta tensión de 2300 a 161,000 volts, esta última categoría incluye a los fusibles con rango de tensión intermedia, a su vez estos fusibles están subdivididos en fusibles para distribución y fusibles de potencia.

4.1.1 CONSTRUCCIÓN

Los elementos que conforman un cortacircuito fusible son: la parte que sirve como elemento de protección para la desconexión del cortocircuito que es el elemento fusible, el cual se construye de una determinada sección transversal hecha de una aleación metálica, este se funde al paso de una magnitud de corriente superior para la que fue diseñado.

Para fusibles de un solo elemento es común usar aleaciones a partir de estaño, cobre o plata, existiendo diversas opiniones sobre las propiedades relativas de estos materiales. Algunos fabricantes sostienen que el elemento de baja temperatura de fusión previene de daño al tubo protector que rodea al elemento y al mismo portafusible en sobrecargas y que el mejor material consecuentemente para los fusibles de un solo elemento es estaño puro.

Los cortacircuitos fusibles son identificados por las características siguientes:

- Tensión de operación.
- Tensión máxima de diseño.
- Nivel básico de impulso.
- Frecuencia de operación.
- Corriente nominal.
- Capacidad interruptiva.

4.1.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Los fusibles son dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en el tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente que se le aplique. Todos los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación, una de ellas grafica el "tiempo mínimo de fusión" (MMT) y la otra el "tiempo máximo de limpieza". La figura 15 muestra dichas curvas.

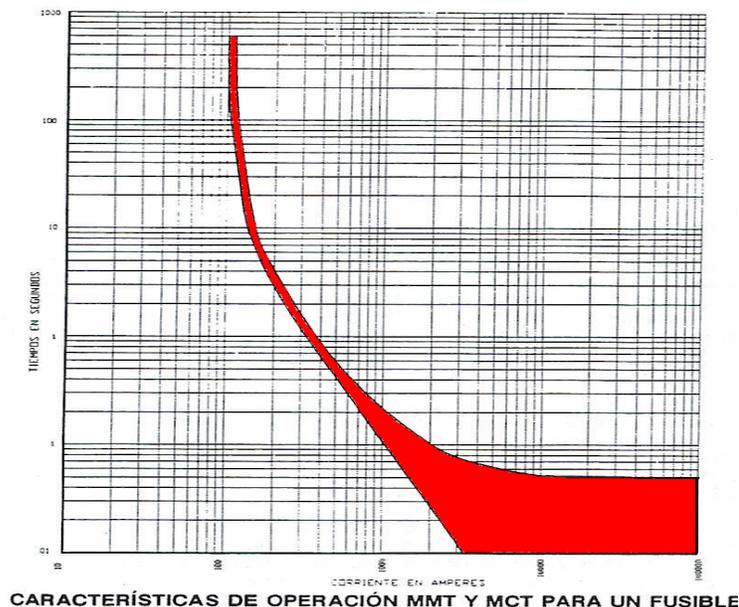


Figura 15

La curva del tiempo mínimo de fusión o MMT (minimum melting time) es la representación gráfica para el tiempo, en el cual, el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla. Usualmente los fabricantes trazan esta curva, considerando una temperatura ambiente de 25°C y operando el fusible sin carga inicial.

La curva del tiempo máximo de limpieza o MCT (total clearing time) es la representación gráfica para el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que este se extingue totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva al igual que la (MMT) se grafica a 25°C y sin carga inicial.

4.1.3 TIPOS DE FUSIBLES

En la actualidad existe una amplia diversidad de fusibles, mismos que dependiendo de la aplicación específica que se trate, satisfacen en mayor o menor medida los requerimientos técnicos establecidos. A continuación se describen algunos tipos considerando su aplicación en los Sistemas de Distribución aéreo.

FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN

Para este tipo de elementos fusibles se definen las siguientes curvas características de operación:

Tipo "NT".- Fue el primer intento de estandarización de las características de los elementos fusibles, el estándar dictaba que deberían llevar el 100 % de la corriente nominal continuamente y deberían fundirse a no menos del 230% de la corriente nominal en 5 minutos..

Tipos "K" y "T" .- Corresponden a los tipos rápidos y lentos respectivamente.

Para la característica de operación de estos fusibles se definieron tres puntos correspondientes a los tiempos de 0.1, 10 y 300 segundos, adicionalmente se estandarizo que estos fusibles serian capaces de llevar el 150% de su capacidad nominal continuamente para fusibles de estaño y del 100% para fusibles de plata.

Asimismo se normalizaron las capacidades de corriente más comunes de fabricación y que actualmente son de 1, 2, 3, 5, 8, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 amperes.

FUSIBLES DE POTENCIA.

Son diseñados para instalarse en subestaciones, líneas de distribución y subtransmisión, en donde los requerimientos de capacidad interruptiva son altos.

Existen portafusibles que pueden reutilizarse después que se fundió el elemento fusible en este caso se dice que únicamente lo que se reemplaza es el elemento de relleno que contiene el fusible y hay portafusibles que una vez operados tienen que ser reemplazados completamente. Básicamente los fusibles de potencia por su construcción son del tipo expulsión.

En la elección del tipo de fusible, si se necesita un fusible del tipo distribución o uno de potencia se hará en base a la capacidad interruptiva y al nivel del cortocircuito que se tenga disponible en el lugar donde el fusible vaya a ser instalado.

En base a las características eléctricas requeridas para la operación se deben considerar los siguientes parámetros.

1.- Tensión nominal.- El valor de tensión de operación normal deberá ser igual o menor a la tensión de diseño del fusible y el fusible no deberá operar a una tensión mayor al voltaje máximo de diseño.

2.- Corriente continua.- Es el valor eficaz (RMS) de la corriente que puede circular por el fusible en régimen estacionario y en forma continua.

- a) La corriente normal de la carga máxima que se puede presentar, la cual deberá circular por el fusible sin que este sufra ningún daño en sus características, todos los fusibles pueden llevar continuamente la corriente continua de diseño con una temperatura ambiente que no exceda los 40 °C .

- b) La corriente transitoria de "inrush" de los transformadores, que es la corriente de magnetización del núcleo, es de corta duración (aproximadamente 0.1 seg.) y dependiendo de la capacidad del transformador tiene un valor de 8 a 12 veces la corriente nominal, esto en la coordinación de protecciones es conocido como punto "inrush", y este punto no debe rebasar a la curva tiempo-corriente de operación del fusible.

- c) Sobrecargas normales repetitivas como arranque de motores.

3.- Capacidad interruptiva.- El rango de interrupción establece el valor máximo de la corriente eficaz (RMS) simétrica, que circula durante la primera mitad del ciclo después de iniciada la falla, este rango puede expresarse en las formas siguientes.

- a) La corriente máxima (rms) simétrica.
- b) La corriente máxima (rms) asimétrica.
- c) El equivalente en kilovolts-ampere trifásicos simétricos.

La corriente máxima rms simétrica es la más ampliamente utilizada porque es la que proporcionan los estudios de cortocircuito, la corriente máxima asimétrica representa la máxima corriente que el fusible puede interrumpir y es 1.6 veces la corriente máxima simétrica para fusibles, los kilovolts-ampere trifásicos o MVA de capacidad interruptiva, se usan básicamente como referencia de comparación con las capacidades interruptivas de interruptores.

4.1.4 SELECCIÓN DE LA CURVA DE OPERACIÓN

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en duración de tiempo es inversamente proporcional a la cantidad de corriente que se le aplique.

En la elección de la curva de operación, se debe seleccionar la curva que además de dar un rango adecuado para coordinar en tiempo al valor de falla de cortocircuito trifásico y monofásico en el punto de instalación a aquella que siga lo mas paralelamente posible a la curva de operación o curva característica de daño del dispositivo protegido o del dispositivo de protección siguiente en el sentido de circulación de la corriente de falla, a fin de que coordine en tiempo, para el mayor rango posible de magnitudes de corriente de falla.

4.2 RESTAURADORES

Es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas a la eventualidad de una falla, así como efectuar recierres

automáticamente reenergizando el circuito. Después de una secuencia de operación de disparo-recierre y en caso de persistir la falla, nuevamente abrirá, haciendo un recierre por segunda ocasión.

Esta secuencia de operación podrá llevarse a cabo, dependiendo el ajuste hasta tres veces antes de la apertura y bloqueo final. La secuencia de operación realiza dos importantes funciones.

- Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
- Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

Desde que comenzaron a construirse los primeros sistemas eléctricos de distribución, los fusibles habían sido utilizados como el medio principal de protección contra fallas por sobrecorriente, teniéndose como desventaja sus limitaciones de aplicación debido a que toda vez que es sometido a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, opera, quedando el servicio suspendido en esa parte del sistema; dependiendo el tiempo de restablecimiento de la distancia de recorrido del personal técnico hacia la instalación para su reposición.

Con lo anterior se provocan altos costos de atención de servicios. Además de que el fusible no es capaz de discriminar entre una falla permanente y/o temporal.

Estudios de sistemas de distribución aéreas en todo el mundo han establecido que hasta el 95% de todos los cortacircuitos o fallas son de naturaleza temporal, con una duración de unos cuantos ciclos. Las causas típicas de estas fallas temporales son:

- Conductores barridos que se tocan por el viento.
- Descargas atmosféricas sobre el aislamiento.
- Aves, reptiles o animales pequeños que contactan entre una línea energizada y una parte conectada a tierra.
- Ramas de árbol que tocan o son barridas por el viento sobre las líneas energizadas.
- Sobrecorrientes por re-energización de cargas.

Sobre la base de estas estadísticas y observaciones pueden reconectarse fácilmente, con la necesidad de disponer de un equipo con la función de "apertura y recierre automático".

Es decir, si al desconectar la línea, la falla es despejada, el recierre después de unos pocos ciclos será exitoso, debido a que la causa de la falla ha desaparecido (al tratarse desde luego de una falla de naturaleza temporal). Naturalmente la función de "apertura recierre" debe ser efectuada automáticamente.

Una alternativa para satisfacer esta necesidad, puede ser fusible "repetidor o de triple disparo" que aunque pueden eliminar algunas interrupciones prolongadas, debido a fallas temporales, presentan la desventaja de requerir viajes frecuentes del personal técnico para reemplazar los fusibles fundidos, con el objeto de restablecer la posibilidad de operaciones múltiples.

La tabla 13 muestra una estadística real de fallas para un periodo de un año en un sistema típico de distribución protegido por el restaurador.

ESTADISTICA DE LIBRAMIENTO DE FALLA		
FALLAS EXPERIMENTADAS	RECIERRE EXITOSO	PORCENTAJE DEL TOTAL
896	PRIMERO	88.7 %
46	SEGUNDO	4.5 %
13	TERCERO	13%
5	QUEDA ABIERTO	5.5 %
960	-----	100%

Tabla 13

El análisis de esta tabla indica que el 88.7 % de todas las fallas que ocurrieron en el sistema durante el periodo de estudio fueron despejadas por la primera secuencia de apertura-recierre, esto nos indica que el restaurador elimino 896 interrupciones permanentes de servicio, que hubieran ocurrido si los circuitos hubieran estado protegidos con fusibles.

Después de 3 secuencias de apertura-recierre, otro 5.8 % de todas la fallas fueron despejadas, haciendo un total de 94.5 % o 955 cortes, el restante de 5.5 % de la cantidad total de fallas pueden suponerse que han sido de naturaleza permanente y requieren la asistencia del personal técnico para su corrección.

Por lo anterior, el restaurador automático en circuitos de distribución, ha demostrado ser el dispositivo ideal para eliminar virtualmente, cortes de energía prolongados en los sistemas de distribución, debido a fallas temporales o condiciones de sobrecarga transitorias.

4.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La detección de fallas se realiza generalmente por bobinas colocadas en serie con la línea, alojadas en el interior del tanque del restaurador.

Estas bobinas serie al censar una corriente superior a su capacidad de disparo, actúan sobre el mecanismo abriendo el restaurador, para el cierre se utilizan principalmente las siguientes formas, por medio de resortes que se cargan por la acción de apertura, bobina de potencial que utiliza la tensión de línea de lado fuente del equipo y mediante motor para la carga de un mecanismo.

En algunos diseños, la detección de falla se realiza por medio de transformadores de corriente tipo boquilla y a través de circuitos electrónicos, se provee la señal de disparo y el mecanismo de apertura es accionado por una pequeña bobina alimentada por una batería, la cual es continuamente cargada por la corriente de la línea.

Fuentes de energía externas son requeridas solamente para la operación remota de algunos accesorios especiales.

Los restauradores cuentan también con un dispositivo para apertura por falla a tierra, con excepción de aquellos de pequeña capacidad, estos dispositivos de falla a tierra generalmente tienen una sensibilidad de 5 amperes.

La ventaja de los restauradores va mas allá de la simple detección y despeje automático de fallas y recierres, ya que cuenta con las características de operar con diferentes curvas de tiempo-corriente dentro una misma secuencia de operación, seleccionables.

Lo anterior se ejemplifica para un determinado restaurador, que al detectar una falla dispara en pocos ciclos, este disparo rápido minimiza la posibilidad de cualquier daño en un sistema, luego hace un recierre en 1 o 2 segundos, lo que significa en una mínima interrupción del servicio.

Después de 1, 2 o posteriormente 3 de estas operaciones rápidas, el restaurador automáticamente cambia a una operación de disparo lento. La combinación de las operaciones rápidas y lentas permite la adecuada coordinación con otros dispositivos de protección.

Otra característica del restaurador es la reposición automática, si un restaurador es ajustado, para quedar abierto después de su 4ª operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la 1ª, 2ª o 3ª, operación, el restaurador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar acabo otras operaciones, en caso de que la falla sea permanente será necesario cerrarlo manualmente.

4.2.2 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIA DE OPERACIÓN.

Los restauradores cuentan con curvas características de tiempo-corriente del tipo definido e inverso.

La curva característica definida, significa que el tiempo de operación es independiente a la magnitud de la corriente de falla, es decir que para cualquier nivel de falla opera en el tiempo seleccionado.

Para la curva característica inversa, el tiempo de eliminación varía dependiendo de la magnitud de la corriente de falla, y puede haber distintas demoras, por ejemplo la curva "C" tiene más demora que la curva "B".

Con respecto a la secuencia de operación el restaurador puede ajustarse para abrir 2, 3, o 4 veces antes de la apertura definitiva Además el restaurador puede modificarse para proveer todas las operaciones rápidas, todas las operaciones demoradas o cualquier combinación de operaciones rápidas seguidas por demoradas. Sin embargo en todos los casos de operaciones rápidas, si las hay, ocurren primero seguidas de las demoradas, hasta llegar a la cantidad seleccionada de operaciones para la apertura definitiva.

Por ejemplo, para una secuencia 2A-2B, significa que el restaurador efectuara 2 operaciones rápidas con su curva "A" y dos operaciones lentas con su curva "B" y luego queda abierto.

4.2.3 RESTAURADORES CON CONTROL ELECTRÓNICO

El control electrónico consiste en circuitos impresos que usan componentes estáticos. Las corrientes de falla, son detectadas por tres transformadores de corriente colocados internamente a la salida de las terminales del restaurador, con una relación de 1000/1, la salida de los TC's. es transmitida a la red de disparo mínimo de

fase o tierra, por intermedio de los resistores de corte mínimo, transformadores de aislamiento y circuitos rectificadores.

La temporización a lo largo de las curvas características seleccionadas, comienza cuando la corriente a través de los circuitos de detección de nivel de corte mínimo excede un nivel específico, los valores reales de disparo mínimo en términos de corriente de línea están ubicados en cartuchos de resistencia.

Después del primer intervalo de recierre, otra señal es enviada al dispositivo de recierre en el restaurador para cerrar los contactos y probar la línea, si la falla persiste, una segunda operación de disparo tiene lugar, seguida de una segunda operación de recierre, el restaurador puede operar hasta 4 veces antes de abrir permanentemente.

4.2.4 SELECCIÓN Y UBICACIÓN

La primera decisión importante que debe tomarse al utilizar los restauradores, es determinar las ubicaciones físicas apropiadas.

Una de las ubicaciones obvias es cercana a la salida de la fuente de energía del alimentador. En esta forma, el alimentador queda aislado para el caso de una falla permanente, luego dependiendo de las condiciones individuales de cada sistema, otros restauradores adicionales pueden ubicarse en serie en el alimentador en puntos seccionadores lógicos, para limitar cualquier retiro de servicio al menor segmento práctico del sistema.

Idealmente, el origen de cada ramal de longitud suficiente como para representar riesgos de falla, deben considerarse como punto de seccionamiento, así mismo la facilidad de acceso a ciertas secciones de la línea, es determinante para la ubicación real.

Luego de tomar las decisiones preliminares de ubicación física, deben considerarse los siguientes factores para la instalación:

- 1.- La tensión del sistema no debe exceder la tensión de diseño del restaurador.
- 2.- La capacidad nominal de corriente debe ser igual o mayor que la corriente de carga máxima.
- 3.- La capacidad interruptiva debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima en el punto de instalación.
- 4.- La mínima corriente de corte seleccionada debe permitir que el restaurador cubra toda la zona de protección deseada.
- 5.- Las curvas de tiempo corriente y las secuencias de operación seleccionadas deben permitir la coordinación con otros dispositivos de protección en ambos lados del restaurador. Comúnmente se coordinan con los relevadores de las subestaciones, aunque en otros casos se coordinan con restauradores en serie.

4.3 SECCIONADORES

Aunque en estricto rigor un seccionador no es un dispositivo de protección, dadas sus muy especiales características operativas, lo hacen ser una excelente alternativa para resolver varios

problemas que con referencia a la selectividad de un sistema de protecciones, frecuentemente llegan a presentarse durante el desarrollo de un estudio de coordinación de protecciones. Al carecer de una característica de operación tiempo-corriente, como el resto de los dispositivos de protección, el seccionador simplifica un estudio de coordinación de protecciones, ofreciendo amplias posibilidades de aplicación con reducidas limitaciones.

4.3.1 CONSTRUCCIÓN

El seccionador es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas de serie o electrónico sensibles a las corrientes de falla, secciona bajo condiciones preestablecidas del tramo de línea fallado.

Generalmente los seccionadores son usados en serie con restauradores o interruptores de circuito con recierre, para proveer puntos de seccionamiento automática. Normalmente un seccionador tiene los siguientes componentes:

- Boquillas.
- Tanque.
- Mecanismo de operación.
- Bobina serie.
- Mundo de accionamiento.
- Gabinete de control.
- Contactos.
- Dieléctrico (Aceite o Hexafluoruro de Azufre).
- Transformadores de corriente.

4.3.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El seccionador, opera cuando se han completado un número de "conteos" preestablecidos. Para que un "conteo" sea realizado es necesario cumplir con dos condiciones:

1. Circulación previa de una sobrecorriente igual o mayor a la corriente mínima de operación.
2. Que dicha sobrecorriente haya sido interrumpida (ausencia de potencial).

Al cumplirse estas dos condiciones y completar sus conteos de ajuste, el seccionador abre los contactos cuando la línea esta desenergizada.

Esto permite ver puntos de seccionamiento automático a bajo costo, ya que estos dispositivos no cuentan con la capacidad interruptiva para las corrientes de falla, ni curvas características de operación tiempo-corriente; aunque si disponen de cierta capacidad de maniobra para operar corrientes de carga, menores a su capacidad nominal.

La corriente mínima de operación o actuante, generalmente es de 160% de la capacidad nominal del seccionador; en seccionadores con control electrónico esta corriente tiene un rango de ajuste.

La cantidad de recuentos o "conteos" puede ser ajustada de 1 a 3 generalmente. Durante, fallas temporales, donde el número de conteos del seccionador avanza, el mecanismo de conteo se repone lentamente a su posición original "olvidando" de esta manera los recuentos.

4.3.3 FACTORES QUE SE UTILIZAN EN LA SELECCIÓN E INSTALACIÓN DE SECCIONADORES

En la selección e instalación de los seccionadores automáticos de línea, deben considerarse los siguientes factores:

- Tensión del sistema.- El seccionador debe tener una tensión nominal igual o mayor a la del sistema.
- Corriente de carga.- La corriente nominal del seccionador debe ser mayor que la corriente de carga.
- Corriente mínima de operación.- Con el fin de tener la magnitud adecuada de la corriente para llevar a cabo el conteo, la corriente mínima de operación del seccionador debe ser menor o igual al 80% de la corriente mínima de disparo del restaurador de respaldo.
- Número de conteos.- El número de conteos del seccionador debe ser uno menos que el número de recierres del restaurador de respaldo. Para seccionadores conectados en cascada (serie), el número de conteos del seccionador que se instala "adelante" tendrá un conteo menos que el antecesor.
- Facilidad de acceso y maniobras.- Los seccionadores se instalan en postes, deben ser instalados en lugares que permitan facilidades de acceso y maniobras con pértiga para la operación de apertura manual y reposición.

4.4 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La protección en los sistemas de distribución tiene por objeto detectar cualquier condición normal de sobrecorriente o desbalance de carga para a su vez, activar un medio de desconexión con robustez y capacidad interruptiva para soportar esfuerzos térmicos y dinámicos provocados por la corriente de falla.

La disposición ordenada con tiempos de respuesta escalonados, así como el ajuste de un conjunto de unidad y equipos de protección da por resultado, un esquema de protección coordinado que debe satisfacer aspectos tales como:

-Confiability.- Es la propiedad que debe tener toda protección de operar en el momento en que sea requerida y en la forma como ha sido programada.

- Rapidez.- La protección debe tener rapidez para desconectar oportunamente el circuito, antes de que la sobrecorriente alcance una magnitud elevada que dañe o destruya el equipo o bien que desestabilice el sistema.

- Sensibilidad.- Es la rapidez que debe tener la protección para distinguir entre una corriente de cortocircuito mínima y una corriente de carga máxima.

- Selectividad.- Al definir un esquema coordinado de equipos de protección en "cascada", debe actuar el más próximo a la falla, quedando el inmediato anterior como dispositivos de respaldo.

4.4.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

El esquema se encuentra físicamente dentro de la S.E. y consta principalmente de los siguientes elementos:

- El Interruptor.- (52). Su función consiste en ser un medio de desconexión, con la robustez necesaria para abrir el alimentador bajo condiciones de cortocircuito.

- Los Relevadores.- Se encuentran tres unidades de sobrecorriente de tiempo; dos para sobrecorrientes entre fases, (51-1 y 51-2) y una sobrecorriente a tierra, (51-N). También esta protección posee tres unidades de sobrecorriente instantáneas; dos para sobrecorrientes entre fases, (50-1 y 50-2) y una de sobrecorriente a tierra, (50-N) y una unidad de recierre, (79).

Adicionalmente se tienen instalados transformadores de corriente para poder censar las magnitudes de corriente

4.4.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR.

Los esquemas de protección en el alimentador fuera de la S.E., tanto en troncales como en ramales involucran sus diferentes elementos de protección entre si, los cuales deben ser capaces de distinguir:

- Una condición normal de carga.
- Sobrecargas máximas.
- Sobrecargas temporales (Arranque de motores, etc.).
- Corrientes mínimas de falla.
- Condiciones de falla máxima.

Algunos de los esquemas de protección que se presentan para una coordinación son los siguientes:

a) RESTAURADOR-RESTAURADOR.

La necesidad de coordinar restauradores entre si se debe a que tiene uno instalado en un ramal y el otro en el troncal. La coordinación entre estos dispositivos requiere que entre las curvas de corriente-tiempo se tenga un retardo de por lo menos 12 ciclos (0.2 segundos).

Los requerimientos de coordinación entre dos restauradores se pueden cumplir utilizando los siguientes lineamientos:

- Empleando diferentes tipos de restauradores y algunas combinaciones de capacidad de bobinas y secuencias de operación.
- Utilizando el mismo tipo de restaurador y secuencia, pero utilizando bobinas de diferente capacidad.
- Empleando el mismo tipo de restaurador y bobinas de operación pero diferente secuencia de operación.

El recurso utilizado con mayor frecuencia es el primero.

b) RESTAURADOR-SECCIONADOR.

Como los seccionadores cuentan los disparos del restaurador la coordinación se hace ajustando los disparos del seccionador a un número determinado de disparos del restaurador entre 1 y 3, por lo tanto, si el restaurador opera a los 4 disparos, el seccionador deberá operar al tercer disparo. Así mismo en esta coordinación se deberá asegurar que se cumplan las siguientes condiciones:

- El restaurador debe detectar la corriente de falla mínima al final de la zona de protección del seccionador.
- La corriente de disparo del restaurador debe ser menor que la corriente de falla mínima ($I_{dis.res.} < I_{ccmin}$).

c) RESTAURADOR-FUSIBLE

Para el caso de una falla permanente el fusible funciona como protector y el restaurador como respaldo, y para una falla instantánea los dispositivos de protección coordinados deben permitir la eliminación de la falla, sin que se funda el fusible, es decir, cuando ocurre una falla temporal el fusible se calienta pero no debe llegar a fundirse, ya que la operación rápida del restaurador libera la falla y como esta es temporal al ocurrir el recierre queda todo nuevamente energizado, siendo la interrupción del servicio muy breve.

Para que lo anterior ocurra el tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser igual o mayor que el tiempo de apertura rápido del restaurador, multiplicado por un factor "K" que depende del número de operaciones rápidas y el tiempo de recierre entre dichas operaciones.

Otra condición que se debe cumplir es que el tiempo máximo de apertura del fusible no debe ser mayor que el tiempo de apertura del restaurador con operación retardada. Esto es:

$$T_{min.fus.} < k T_{ret. res.}$$

d) RESTAURADOR-SECCIONADOR-FUSIBLE(R-S-F).

En la coordinación de R-S-F, se recomienda que el restaurador tenga una secuencia de operación de un disparo rápido y tres lentos, ya que el seccionador opera a los N-I disparos del restaurador.

Durante la operación rápida del fusible se calienta sin fundirse y cuando el restaurador abre se enfría; si la falla es temporal esta desaparece.

Para la segunda cooperación el fusible es más rápido que el restaurador, entonces elimina la falla. A la apertura del fusible el seccionador registra una segunda señal de desconexión, por lo tanto, al seccionador le queda una operación y recierra, quedando el restaurador y el seccionador en servicio.

Como se puede apreciar, con dos operaciones rápidas del restaurador, no se pueden llevar a cabo la coordinación, por que el fusible operaría después del segundo disparo del restaurador, ocasionando, que el seccionador registre una tercera y última señal de desconexión quedando este abierto.

e) RELEVADOR-RESTAURADOR

Para el caso de relevadores electromecánicos de sobrecorriente, en un estudio de coordinación de protecciones con un restaurador, es necesario efectuar un análisis particular considerando lo siguiente:

- a) Un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después de que su relevador de sobrecorriente opera.
- b) El tiempo de reposición (regreso del disco a su posición inicial) para un relevador electromecánico es considerablemente largo y si la corriente de falla vuelve a presentarse antes de que el relevador se haya repuesto completamente, el disco de este avanzará nuevamente hacia el punto de recierre entre contactos móvil y fijo, desde la última posición de reposición incompleta.

De manera general, es recomendable de acuerdo a experiencias, mediciones y pruebas realizadas, que para evitar un disparo por parte del relevador, el avance del disco no exceda el 90% de su carrera total, de manera independiente, del margen de coordinación de 0.3-0.4 segundos, que debe existir entre la curva lenta del restaurador y la característica del relevador.

Para el caso de contar con un relevador estático o digital, no se requiere considerar la curva acumulada del restaurador, ya que la reposición de este tipo de equipo es prácticamente instantánea, debiéndose respetar únicamente el tiempo de separación entre curvas de 0.3-0.4 segundos.

El sistema de distribución, de manera general tiene instalado diferentes equipos en cascada, en principio se tiene un relevador de sobrecorriente instantáneo(50), un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51), un relevador de recierres (79) que operan el interruptor (52) en la

subestación, y en el alimentador, se tiene un seccionador coordinado directamente con la subestación, además de un restaurador coordinado con la subestación, y seccionadores o cortacircuitos fusible coordinados con el restaurador, el esquema general de protección se muestra en la figura 16.

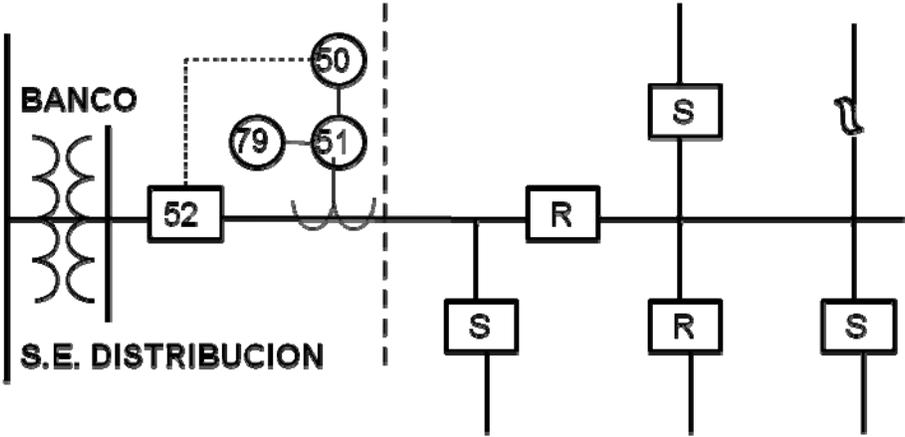


Figura 16

Capítulo 5 ANÁLISIS Y REVISIÓN DE UN ALIMENTADOR AÉREO: DISEÑO DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El objetivo del sistema de distribución debe proporcionar confiabilidad y continuidad en el servicio que presta a sus consumidores; para ello debe realizar trabajos a fin de conservar y mejorar las condiciones del sistema de distribución, es decir, debe realizar un programa de mantenimiento.

El programa de mantenimiento debe estar orientado a reducir los índices de fallas en las redes de distribución aérea, y debe establecer los procedimientos para llevar a cabo la planeación, organización e integración de los recursos humanos, materiales y equipo; la ejecución de las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.

Los trabajos de mantenimiento deberán estar amparados por una orden interna, la cual puede ser una LA, F, D o una queja.

El problema inicial para elaborar un programa de mantenimiento es decidir que alimentadores deben incluirse en el mismo, es decir se debe realizar un análisis para identificar los alimentadores que han presentado fallas por falta de mantenimiento. A continuación se presenta el esquema de mantenimiento utilizado anteriormente y un nuevo programa de mantenimiento haciendo una comparación de los resultados entre ambos

5.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO; ESQUEMA ANTERIOR

El esquema anterior utilizado para diseñar el programa de mantenimiento, estaba basado única y exclusivamente en el resultado final del comportamiento del alimentador, es decir, se incluían los alimentadores que habían presentado el mayor TIU acumulado en el ciclo anterior.

De este modo, no se realiza un análisis del origen de las fallas que aportaron TIU y si las causas fueron por falta de mantenimiento.

El programa de mantenimiento con este esquema se define rápidamente, incluyendo a los alimentadores que aportaron más TIU. Un aspecto fundamental son las actividades que se realizan como mantenimiento preventivo, que estaban enfocadas a dos aspectos fundamentalmente: reemplazo de aisladores y poda de árboles cercanos a las líneas de distribución.

De acuerdo con este programa de mantenimiento, los resultados que se obtuvieron al implementarlo en un grupo de alimentadores, se muestra en la tabla 14.

Nombre	Subestación	ATIU acumulado			
		INICIAL			
		Inst	May	Mins	Atiu
MAD-23	MADERO	34	7	209	0.47
PEV-24	PERALVILLO	27	6	189	0.44
MZA-23Y	MOCTEZUMA	21	5	95	0.234
VERGEL	ARAGON	25	5	168	0.199
CARMONA	ARAGON	17	3	141	0.337
AFRICA	MOCTEZUMA	14	5	95	0.213
MER-23	MERCED	19	3	77	0.153
FARIAS	MOCTEZUMA	10	3	131	0.273
ARA-23	ARAGON	22	1	22	0.071
ROBELO	MOCTEZUMA	11	2	75	0.125
MER-28	MERCED	12	2	44	0.108
VALLARTA	ARAGON	20	1	23	0.055
					2.678

Tabla 14

Para medir el costo de la energía dejada de vender, debemos considerar la demanda media del alimentador, además, los costos de acuerdo a las tarifas actuales o costo social para las pérdidas de energía 60 \$/kWh, de tal manera que en el caso de los alimentadores programados los costos se muestran en la tabla 15.

ALIMENTADOR	SUBESTACIÓN	DEMANDA MEDIA [KW]	ENERGIA [KWh]	COSTO DE ENERGIA
MAD-23	MADERO	12,520.82	43,572.45	\$2,614,347.22
PEV-24	PERALVILLO	8,784.10	27,669.92	\$1,660,194.90
MZA-23Y	MOCTEZUMA	7,364.30	11,635.59	\$698,135.64
VERGEL	ARAGÓN	10,422.96	29,184.29	\$1,751,057.28
CARMONA	ARAGÓN	10,576.77	24,855.41	\$1,491,324.57
AFRICA	MOCTEZUMA	10,971.16	17,444.14	\$1,046,648.66
MER-23	MERCED	7,787.37	9,967.83	\$598,070.02
FARIAS	MOCTEZUMA	10,971.16	23,917.13	\$1,435,027.73
ARA-23	ARAGÓN	12,190.17	4,388.46	\$263,307.67
ROBELO	MOCTEZUMA	10,469.21	13,086.51	\$785,190.75
MER-28	MERCED	10,031.80	7,323.21	\$439,392.84
VALLARTA	ARAGÓN	11,795.79	4,482.40	\$268,944.01
TOTAL				\$13,051,641.29

Tabla 15

5.2 DISEÑO DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El programa de mantenimiento a los alimentadores aéreos, debe estar plenamente sustentado, para garantizar su efectividad. Es por ello que se debe realizar un análisis, de los reportes, informes y registros del comportamiento del alimentador, y de las condiciones en las que se encuentran los equipos del alimentador.

Para definir los alimentadores que deberán incluirse en el programa de mantenimiento se debe realizar un análisis de los alimentadores que aportaron TIU, señalando las fallas de origen interno o imputables a la falta de mantenimiento, las principales consideraciones que deben realizarse son la cantidad de fallas mayores, las fallas instantáneas y la aportación del TIU, además, se debe clasificar las fallas de acuerdo a su causa (poda, falso contacto, líneas caídas, objetos extraños o fallas externas).

El mantenimiento preventivo realizado por los diferentes departamentos de LyFC, se lleva a cabo por trimestre calendario, es decir, los meses de Enero, Febrero y Marzo, integran el primer trimestre y así sucesivamente hasta completar cuatro trimestres. Para poder determinar que alimentadores deberán ser incluidos en el programa trimestral de mantenimiento, se deben considerar además:

- Importancia del alimentador.
- Cantidad de usuarios del alimentador.
- Zona de atención.

5.2.1 REVISIÓN DEL ALIMENTADOR

Después de realizar el análisis de las fallas y de la aportación del TIU de cada alimentador se puede determinar que alimentadores deberán incluirse en el programa de mantenimiento, y entonces podemos definir que actividades debemos realizar para efectuar un mantenimiento eficaz, para ello es necesario efectuar una revisión a detalle de cada uno de los alimentadores seleccionados, con el propósito de caracterizar el alimentador y detectar las zonas conflictivas.

Los principales datos que se deben tener de un alimentador son:

- Comportamiento del alimentador (fallas y sus causas)
 - Verificación de sus fronteras
 - Ubicar zonas arboladas y conflictivas
 - Ubicación de los equipos de seccionamiento
 - Tipos de carga
 - Identificar los diferentes tipos de conductores y sus condiciones
 - Verificar las condiciones de aislamiento y soporte
-

El registro completo de los trabajos que requiere el alimentador, nos permitirá determinar el volumen de obra que se requiere, y de este modo calcular los materiales y recursos humanos necesarios para poder atender los mismos.

5.2.2 REVISIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

La revisión del equipo de seccionamiento es fundamental, ya que una mala coordinación o falla en alguno de sus elementos, no liberaría la falla y ocasionaría que una parte importante del alimentador se interrumpiera y en algunos casos todo el alimentador. Del equipo de seccionamiento en el alimentador es importante analizar las coordinaciones entre los diferentes dispositivos de protección para ello se debe tener en cuenta los siguientes aspectos

- Verificar la demanda de corriente del alimentador en el punto de instalación del equipo de seccionamiento automático.
- Verificar la relación de los transformadores de corriente (T.C.) y los ajustes de los relevadores 50, 51 y 79 de la S.E.
- Selección de curvas del equipo de Seccionamiento automático (en el caso de los restauradores) en base a las características del relevador 51 de la S.E.
- Determinar el número de conteos a que serán ajustados los seccionadores a instalarse.
- Determinar el valor de los fusibles a instalarse de acuerdo a un estudio de coordinación

ANÁLISIS DE LAS COORDINACIONES Y OPERACIONES DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

El objetivo de mantener en óptimas condiciones de operación el equipo de seccionamiento automático instalado en las líneas de distribución, es para que cumpla con su cometido de seccionar automáticamente la zona de falla del resto del alimentador.

En base al análisis de cada alimentador se debe determinar la instalación de equipo de seccionamiento automático y acordarlo con operación de redes de distribución, así mismo verificar los ajustes de los relevadores de las subestaciones y solicitar sean reajustados por laboratorio en caso de ser necesario. Proponer también si así se requiere, una reconfiguración dentro del mismo alimentador.

Es muy importante también determinar que la ubicación actual el equipo de seccionamiento automático existente sea la más conveniente y verificar si se encuentra bien coordinado, y en caso contrario solicitar su reubicación para obtener un máximo de aprovechamiento de este recurso.

Un factor importante en la ubicación de un equipo es que se encuentre instalado en zonas conflictivas, para ello se debe analizar los eventos y operaciones del equipo de seccionamiento automático para observar si efectivamente la zona de influencia del equipo es la conflictiva, y en caso contrario acordar con operación de redes su reubicación.

OPERACIÓN Y MATENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

Otro aspecto fundamental por lo cual es importante la operación correcta de los equipos de seccionamiento es que permiten reducir significativamente el Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) seccionando las zonas de falla. Y de este modo, abatir el TIU principalmente en los alimentadores que se tienen identificados como conflictivos y contribuyen con valores elevados.

Para poder instalar un equipo de seccionamiento es necesario considerar algunos aspectos importantes, como son:

- Identificar las zonas conflictivas en los alimentadores y ubicar donde se presentaron las fallas.
- Obtener las características del alimentador, tipo de carga, número de usuarios, configuración, longitud y calibres.
- Realizar un estudio de corto-circuito para localizar la zona de influencia del relevador 50 de S.E. en base a los ajustes proporcionados por Laboratorio.
- Elaborar, cuando proceda, solicitud de reajuste del relevador 50 a Laboratorio.
- Elaborar propuesta de instalación de equipo de Seccionamiento automático y acordarlo con Operación Redes de Distribución.
- Realizar estudios de flujo de carga en los alimentadores, con la finalidad de observar el comportamiento de las perdidas y la regulación, y en base a estos resultados determinar las medidas pertinentes.

Cuando se tienen los equipos de seccionamiento instalados correctamente, se debe monitorear su operación para ello, se realiza la extracción de los eventos y operaciones de los equipos y se realiza un informe mensual comparativo para determinar el comportamiento de los equipos.

Otro aspecto muy importante es el mantenimiento de los equipos de seccionamiento, de igual forma el mantenimiento puede ser preventivo o correctivo.

Para el mantenimiento preventivo se deben realizar una revisión de los siguientes aspectos:

- Revisión de la instalación del equipo
- Verificar conexiones en mediana tensión, baja tensión, y el sistema de tierras
- Revisión del equipo (en vacío o en aceite)

a) EQUIPOS EN ESTADO DE VACIO

- En el interruptor se realiza inspección interna del equipo, revisando conexiones y engrasando partes móviles,
 - En control se revisan que los indicadores estén en buenas condiciones
 - Que las conexiones se encuentren correctas
 - Se realizan pruebas de lógica del control.
-

b) ESTADO EN ACEITE:

- En el interruptor se realiza inspección de conexiones.
- En control se revisan que los indicadores estén en buenas condiciones
- Que las conexiones se encuentren correctas.
- Se realizan pruebas de lógica del control

5.3 EJEMPLO DE DISEÑO DE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS.

En primer lugar; se debe determinar que alimentadores deben incluirse en el programa, se realiza el análisis del origen de las fallas y la aportación del TIU para determinar que alimentadores deberán ser fallaron por falta de mantenimiento, los datos obtenidos para un grupo de 26 alimentadores de LACA son los que se muestran en la tabla 18:



SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
GERENCIA METROPOLITANA ORIENTAL
LINEAS AEREAS CAMPAMENTO ARAGON
ANALISIS DE FALLAS 2007 Y COMPORTAMIENTO DEL TIU

Nombre	Subestación	Usu	Long km	ATIU acumulado				CAUSA								
				Enero - Diciembre 2007				O.E.	RAMA	LINEA CAIDA	FALSO CONTACTO	AISLAMIENTO	EXTERNA	S/F		
				Inst	May	Mins	Atiu									
1 MAD-23	MADERO	13300	27.0	34	7	209	0.470		2	2			1		1	1
2 CARMONA	ARAGON	12375	12.6	17	3	141	0.337		3							
3 FARIAS	MOCTEZUMA	12288	18.3	10	3	131	0.273		1						2	
4 MZA-23Y	MOCTEZUMA	14498	0.0	21	5	95	0.234		1		1				2	1
5 AFRICA	MOCTEZUMA	13245	14.0	14	5	95	0.213		1			2		1	1	1
6 VERGEL	ARAGON	9243	14.0	25	5	168	0.199		1		1		1			2
7 PEV-24	PERALVILLO	13272	17.6	27	6	189	0.440	1	1	2	1	1				
8 MAD-23X	MADERO	13850	21.5	26	4	84	0.197	1	1	1	1					
9 MER-23	MERCED	12670	18.5	19	3	77	0.153		3							
10 ROBELO	MOCTEZUMA	9843	17.7	11	2	75	0.125		1							1
11 MER-28	MERCED	13479	6.9	12	2	44	0.108		1						1	
12 MAD-22	MADERO	13539	35.0	26	1	46	0.106				1					
13 ARA-23	ARAGON	16216	20.3	22	1	22	0.071		1							
14 QUINTANA	MOCTEZUMA	12660	10.4	3	1	30	0.064		1							
15 VALLARTA	ARAGON	14118	25.7	20	1	23	0.055								1	
16 TUXPAN	MOCTEZUMA	9056	19.6	18	2	17	0.021		1			1				
17 SABINOS	JAMAICA	438	5.3	8	4	201	0.015		4							
18 NET-25	NETZAHUALCOYOTL	13768	57.2	13	1	6	0.014		1							
19 NET-27	NETZAHUALCOYOTL	15863	59.0	17	0	0	0.000									
20 SEVILLA	JAMAICA	7906	18.7	30	0	0	0.000									
21 XAL-21X	XALOSTOC	13808	29.0	31	0	0	0.000									
22 ARA-25	ARAGON	11169	15.0	6	0	0	0.000									
23 HANGARES	MOCTEZUMA	5952	10.1	11	0	0	0.000									
24 BALBUENA	SAN LAZARO	1264	1.7	3	0	0	0.000									
25 ROVIROSA	SAN LAZARO	121	2.9	0	0	0	0.000									
26 TALLER	JAMAICA	1	5.5	1	1	162	0.000		1							
				425	57	1815	3.10	2	25	5	5	6	8	6		

Tabla 18

En primer lugar se debe considerar, el comportamiento del TIU y el número de fallas mayores que ha presentado los alimentadores, de manera que de acuerdo a los datos registrados, los alimentadores con base en este parámetro los alimentadores programados serian los mismos.

Las tablas 19 y 20 muestran el orden de los alimentadores en de acuerdo a la aportación del TIU y la cantidad de falas mayores, respectivamente.

Nombre	Subestación	ATIU acumulado			
		Enero - Diciembre 2007			
		Inst	May	Mins	Atiu
MAD-23	MADERO	34	7	209	0.470
PEV-24	PERALVILLO	27	6	189	0.440
CARMONA	ARAGON	17	3	141	0.337
FARIAS	MOCTEZUMA	10	3	131	0.273
MZA-23Y	MOCTEZUMA	21	5	95	0.234
AFRICA	MOCTEZUMA	14	5	95	0.213
VERGEL	ARAGON	25	5	168	0.199
MAD-23X	MADERO	26	4	84	0.197
MER-23	MERCED	19	3	77	0.153
ROBELO	MOCTEZUMA	11	2	75	0.125
MER-28	MERCED	12	2	44	0.108

Tabla 19

Nombre	Subestación	ATIU acumulado			
		Enero - Diciembre 2007			
		Inst	May	Mins	Atiu
MAD-23	MADERO	34	7	209	0.470
PEV-24	PERALVILLO	27	6	189	0.440
MZA-23Y	MOCTEZUMA	21	5	95	0.234
AFRICA	MOCTEZUMA	14	5	95	0.213
VERGEL	ARAGON	25	5	168	0.199
MAD-23X	MADERO	26	4	84	0.197
CARMONA	ARAGON	17	3	141	0.337
FARIAS	MOCTEZUMA	10	3	131	0.273
MER-23	MERCED	19	3	77	0.153
ROBELO	MOCTEZUMA	11	2	75	0.125
MER-28	MERCED	12	2	44	0.108

Tabla 20

Considerando las fallas instantáneas, que se tienen registradas en los alimentadores, tenemos la programación que se muestra en la tabla 21.

Nombre	Subestación	ATIU acumulado			
		Enero - Diciembre 2007			
		Inst	May	Mins	Atiu
MAD-23	MADERO	34	7	209	0.470
XAL-21X	XALOSTOC	31	0	0	0.000
SEVILLA	JAMAICA	30	0	0	0.000
PEV-24	PERALVILLO	27	6	189	0.440
MAD-23X	MADERO	26	4	84	0.197
MAD-22	MADERO	26	1	46	0.106
VERGEL	ARAGON	25	5	168	0.199
ARA-23	ARAGON	22	1	22	0.071
MZA-23Y	MOCTEZUMA	21	5	95	0.234
VALLARTA	ARAGON	20	1	23	0.055
MER-23	MERCED	19	3	77	0.153
TUXPAN	MOCTEZUMA	18	2	17	0.021
CARMONA	ARAGON	17	3	141	0.337

Tabla 21

De acuerdo con el número de fallas instantáneas se incluirían alimentadores como el Xal-21X, el Sevilla, Tuxpan y Ara-23, que no aparecían en la programación de acuerdo a las fallas mayores y aportación del TIU

Es necesario señalar que las fallas menores se consideran con una duración menor de 5 minutos, sin embargo, una cantidad elevada señala un problema evidente en el alimentador.

Realizando un análisis de las fallas instantáneas, mayores y el TIU, considerando la causa de las fallas internas en los alimentadores y además considerando la importancia de los servicios que atiende cada alimentador, obtenemos la programación final de alimentadores que en este caso se muestran en la tabla 22.

Nombre	Subestación	ATIU acumulado			
		Enero - Diciembre 2007			
		Inst	May	Mins	Atiu
MAD-23	MADERO	34	7	209	0.470
PEV-24	PERALVILLO	27	6	189	0.440
MZA-23Y	MOCTEZUMA	21	5	95	0.234
VERGEL	ARAGON	25	5	168	0.199
CARMONA	ARAGON	17	3	141	0.337
AFRICA	MOCTEZUMA	14	5	95	0.213
MER-23	MERCED	19	3	77	0.153
FARIAS	MOCTEZUMA	10	3	131	0.273
ARA-23	ARAGON	22	1	22	0.071
ROBELO	MOCTEZUMA	11	2	75	0.125
MER-28	MERCED	12	2	44	0.108
VALLARTA	ARAGON	20	1	23	0.055

Tabla 22

Después de realizar el análisis anterior, para cada uno de los alimentadores, que atiende un sector de LyFC como lo es LACA, se puede definir la programación de alimentadores para mantenimiento preventivo, con lo cual se debe realizar la revisión a detalle de los alimentadores programados para determinar, los trabajos a realizar y la cantidad de los mismos.

5.3.1 EJEMPLO DE LA REVISIÓN DE UN ALIMENTADOR: PEV-24

El primer paso que se debe realizar antes de programar cualquier trabajo en un alimentador es conocer sus características físicas de cada uno de sus elementos, dentro de los aspectos primordiales que se deben considerar tenemos:

- Verificación de sus fronteras
- Ubicar zonas arboladas
- Ubicar zonas conflictivas
- Ubicación de los equipos de seccionamiento
- Realizar el mapeo de fallas en el diagrama del alimentador
- Tipos de carga
- Identificar los diferentes tipos de conductores y sus condiciones
- Verificar las condiciones de aislamiento y soporte
- Verificar las condiciones del sistema de tierras
- Las condiciones de los apartarrayos
- La existencia de cortacircuito-fusible
- La existencia de equipo de medición y/o telecontrol

A partir de los datos obtenidos, es posible programar trabajos de mantenimiento en el alimentador, el cual requiere de una licencia que puede ser de observación si solo se va cambiar aislamiento en un punto por ejemplo, o una licencia programada (con interrupción) si se va a cambiar el conductor en uno o varios tramos del alimentador. Para ello se realizan los trámites correspondientes para pedir la licencia a los Centros de Operación Redes de Distribución de la zona correspondiente, y en el primer caso basta con una LA (orden de trabajo) para realizar el trabajo correspondiente.

Los trabajos de mantenimiento que se realizan comúnmente en un alimentador son: poda de árboles entre líneas, reemplazo de aisladores flameados, reemplazo de apartarrayos, reemplazo de postes, reemplazo de transformadores, fijar puentes o conectores, estos trabajos son originados por quejas, en distintos puntos, sin embargo, también se realizan programas de mantenimiento mayor el cual abarca varios puntos de un alimentador que así lo requiera, para programar su atención y solicitar una licencia.

De este modo por ejemplo, para el alimentador **Peralvillo-24 (Pev-24)**, sus características actuales se resumen en la tabla 23.

CARACTERISTICAS DEL ALIMENTADOR			
No.	CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD
1	LONGITUD/TIPO CABLE DE SALIDA 23 TC 1X240	0.1	Km
2	LONGITUD TRONCAL	6.4	Km
3	LONGITUD RAMALES	11.1	Km
4	LONGITUD TOTAL	17.6	Km
5	NUMERO DE USUARIOS	12957	
6	FALLAS MAYORES POR 100 KM.	17	
7	CAPACIDAD MUFAS MEDIA TENSION	7.2	MVA
8	CAPACIDAD INSTALADA TRANSFORMADORES	10.8	MVA
9	INDICE DE FALLA DE TRANSFORMADORES	1.66	%
10	CAPACIDAD NOMINAL DEL ALIMENTADOR	10	MVA
11	DEMANDA MAXIMA	262	AMP
12	HORA DE DEMANDA MAXIMA	19:00	hr
13	ZONAS ARBOLADAS	120	Arboles
14	ZONAS DE FRAUDE	0.54	KM
15	ZONAS CONTAMINACION	14	%
16	TIPO DE SUELO (RESISTIVIDAD)	BAJA	OHMS
17	NIVEL DE DESCARGAS ATMOSFERICAS	MEDIO	
18	CARGA HABITACIONAL	60	%
19	CARGA COMERCIAL	7	%
20	CARGA INDUSTRIAL	33	%
21	ATENCION ALIMENTADOR COMPARTIDO	100	%

Tabla 23

En lo que se refiere a los equipos instalados en el alimentador tenemos, la tabla 24 se muestra el resumen del alimentador **Pev-24**.

EQUIPO INSTALADO		
No.	CONCEPTO	ACTUAL
22	RESTAURADORES	1
23	SECCIONALIZADORES	2
24	CORTADORES RAMALES	4
25	INTERRUPTOR EN AIRE	8
26	BOTONERAS	1
27	CUCHILLAS	27
28	CAPACITORES	0
29	TRANSFORMADORES	120
30	APARTARRAYOS CLASE DISTRIBUCION (JGOS.)	106
31	APARTARRAYOS CLASE INTERMEDIA	14
32	APARTARRAYOS DE LINEA	0
33	INDICADORES DE FALLA	1
34	PUNTOS DE ADQUISICION DE DATOS	1
35	PUNTOS DE TELEMANDO	0
36	ESQUEMAS AUTOMATISMO LOCAL	0
39	INT. TELECONTROLADO	0

Tabla 24

Las zonas conflictivas de un alimentador son importantes ya que estas permiten conocer que tipo de trabajos se pueden realizar para mejorar el desempeño del alimentador, de este modo para el alimentador Pev-24 la ubicación de las zonas conflictivas se muestra en la figura 18.

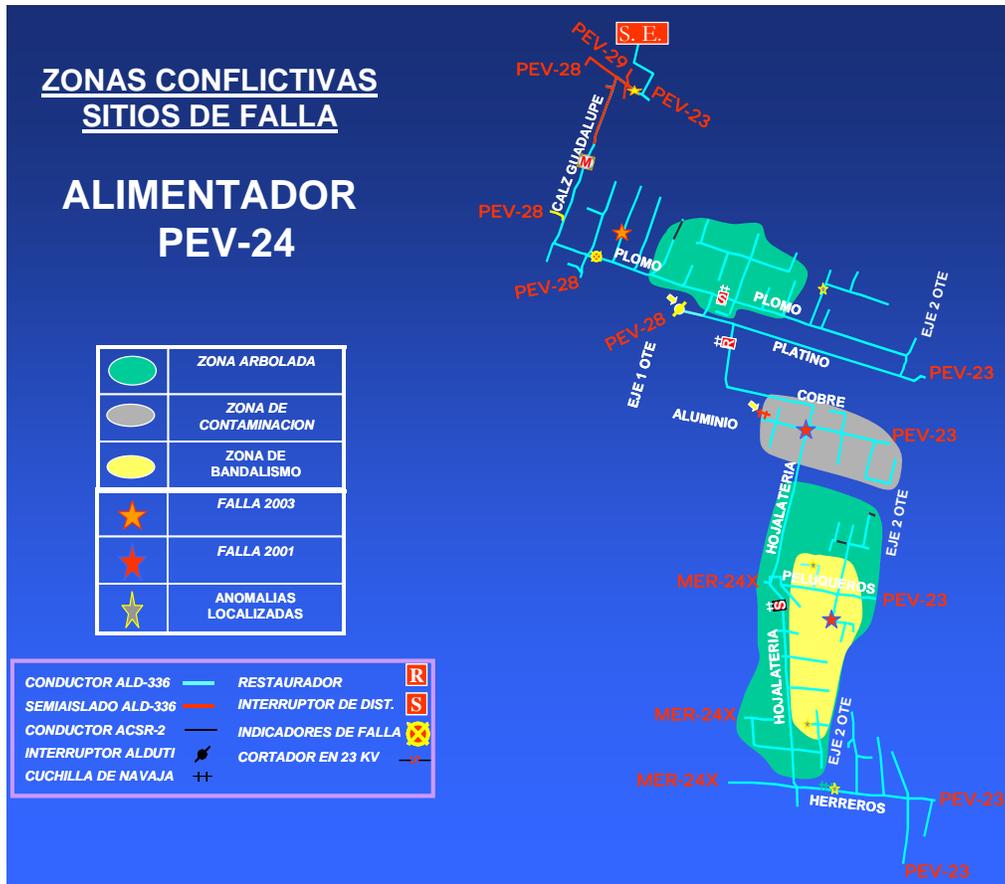


Figura 18

5.3.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL ALIMENTADOR

Para poder realizar modificaciones que mejoren el comportamiento de un alimentador es necesario realizar un análisis del comportamiento del mismo, para ello es necesario, considerar todos los factores que intervienen en su desempeño y el reflejo estadístico de su comportamiento, por lo cual se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Conocer el TIU del alimentador
- Conocer la carga del alimentador
- Conocer las condiciones de y ajustes de las protecciones del alimentador.
- Verificar si la ubicación de los equipos de seccionamiento es la optima
- Verificar la operación de los equipos de seccionamiento
- Revisión del alimentador con termovisión
- Realizar un análisis de regulación de voltaje mediante el uso de banco de capacitores

Como se menciono anteriormente, el TIU es un índice que indica la confiabilidad del sistema de distribución, mediante el análisis de este, podemos conocer el desempeño de un alimentador, para ello se lleva un control estadístico del comportamiento de TIU en las llamadas hojas clínicas del TIU.

Para el caso del alimentador Pev-24, el resumen comparativo anual se muestra en la tabla 25.

COMPARATIVO ANUAL DEL TIU							
2005	0.135	2006	0.064	2007	0.44	2008	0.027
2004	0.289	2005	0.135	2006	0.064	2007	0.44

Tabla 25

En las hojas clínicas también se lleva un control estadístico del tipo de fallas que se presenta en el alimentador clasificadas en dos tipos: instantáneas y mayores. La tabla 26 en la siguiente pagina muestra una hoja clínica característica, del alimentador Pev-24.

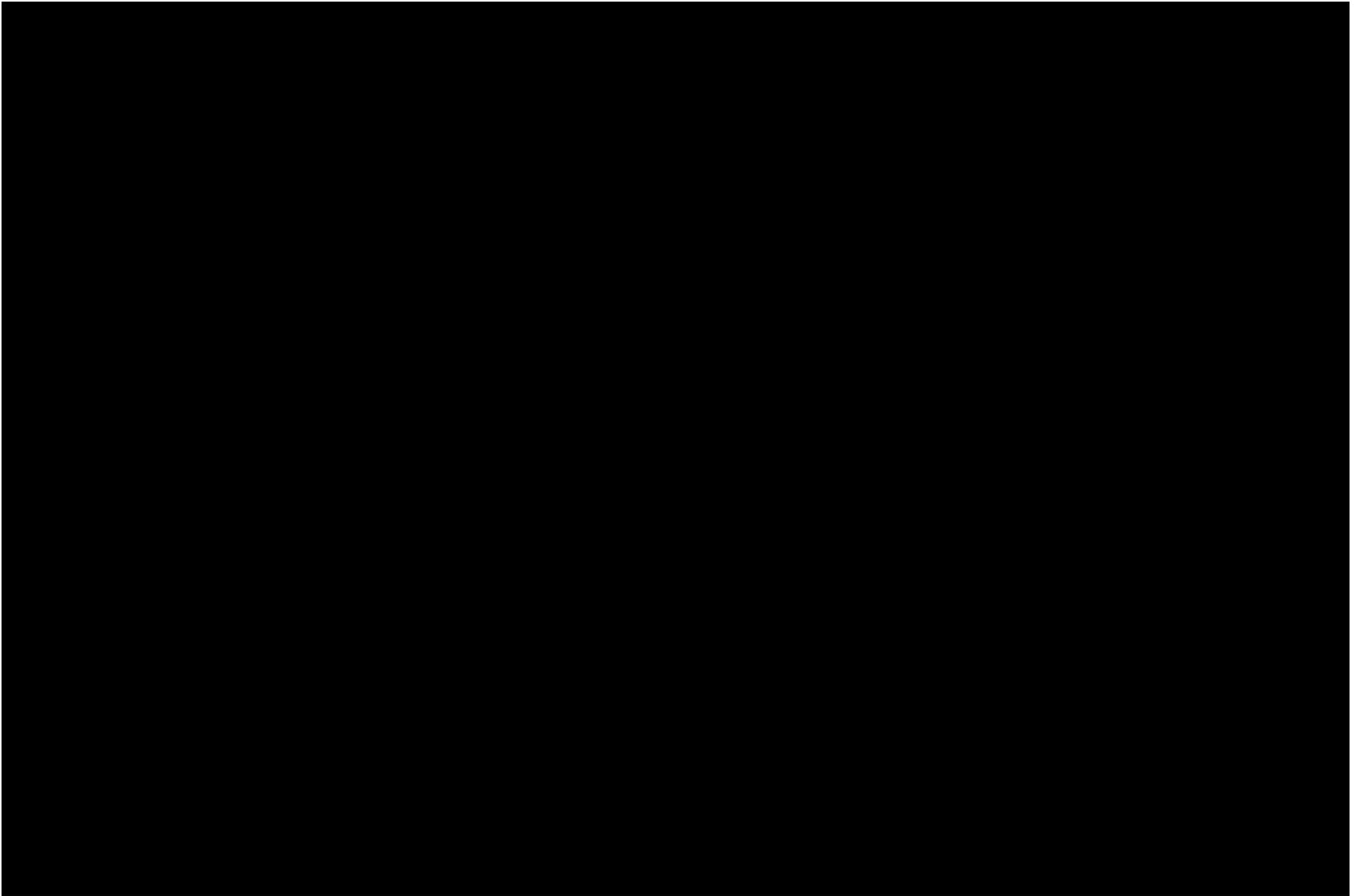


Tabla 26

Otro aspecto fundamental en el análisis de un alimentador es conocer las cargas que se tienen en el banco y en el propio alimentador, para que de este modo se pueda determinar si el alimentador requiere de una redistribución de carga o en su defecto, para realizar un estudio para factibilidad de nuevos servicios. En la tabla 27 se muestra el estado del banco del alimentador Pev-24.

CARGAS EN BANCOS Y ALIMENTADORES

ENERO DE 2008

S.E.	DATOS DE BANCOS					DATOS DE ALIMENTADORES				
	ARREGLO	BANCO	MVA	CARGA MAX	CARGA POR TRANSFER	TOTAL	ALIMENTADOR	CARGA MAX	CARGA POR TRANSFER	TOTAL
PERALVILLO	DOBLE BARRA CON DOBLE INTERRUPTOR	221-A	60	446	10	456	PEV-21X	46	10	56
							PEV-23	314	0	314
							PEV-29	76	0	76
		221-C	60	931	25	956	PEV-22	130	25	155
							PEV-22X	262	0	262
							PEV-24	262	0	262
							PEV-24X	154	0	154
							PEV-28	78	20	98

Tabla 27

5.3.3 REVISIÓN DE LA COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

Una vez instalado el equipo de seccionamiento en el alimentador es importante analizar las coordinaciones entre los diferentes dispositivos de protección para ello se debe tener en cuenta los siguientes aspectos

Para el caso del alimentador que estamos analizando (Pev-24), en primer se analizan los ajustes de los relevadores de fase, que en este caso se muestran en la tabla 28:

SUB	ALIM	TENSION (Kv)	RTC	50/51-1, 2 y 3				
				MARCA	TIPO	TAP	LS	INST
Peralvillo	Pev-24	23	400:5	G.E.	12IAC52B806	5	3.6	86

Tabla 28

En el caso de los ajustes de los relevadores del neutro y el relevador de recierres, los ajustes se muestran en la tabla 29.

SUB	ALIM	TENSION (Kv)	RTC	50/51-N				
				MARCA	TIPO	TAP	LS	INST
Peralvillo	Pev-24	23	400:5	G.E.	12IAC52B806	1	3.2	69
SUB	ALIM	TENSION (Kv)	RTC	79				
				MARCA	TIPO	TIEMPO (s)		
Peralvillo	Pev-24	23	400:5	G.E.	12IAC52B806	INST, 15, 30 y 45		

Tabla 29

A partir del análisis realizado para la ubicación del equipo de seccionamiento, en este caso de un restaurador podemos verificar que de acuerdo a los análisis de los ajustes tenemos que el nivel de cortocircuito al cual operará el instantáneo es de 6880 [A] para falla trifásica y para falla de fase a neutro tenemos que será a 5520 [A], por lo cual, la ubicación del restaurador es buena ya que se encuentra instalado en una zona del alimentador donde el nivel de cortocircuito es de 5965 [A] para falla trifásica y de 4334 [A] para falla de fase a tierra, lo cual cumple con la norma de LyFC la cual señala que debe existir un margen del 10% entre los niveles de cortocircuito al cual opera los relevadores instantáneos y el nivel de cortocircuito que se tiene en el punto donde se ubica el restaurador, la ubicación del equipo de seccionamiento se muestra en la figura 19.

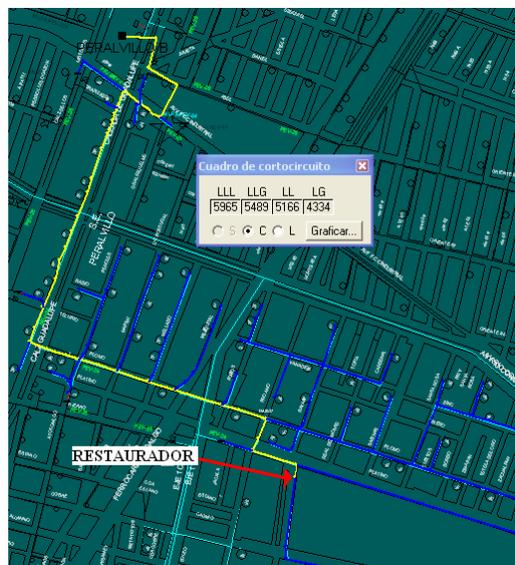


Figura 19

El valor de cortocircuito mínimo que se tiene en la zona que va a proteger el restaurador es muy importante, ya que es un dato necesario que debe programarse en el equipo, para poder proteger eficazmente toda su zona, en este caso dicho valor es de 3945 [A] para falla trifásica y de 2411 [A] para falla de fase a tierra. Estos valores se muestran en la figura 20.



Figura 20

De manera general, se establece un criterio el cual indica que debe existir un margen mínimo de tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características de tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Para el ejemplo, del alimentador Pev-24, las curvas se muestran en la figura 21.

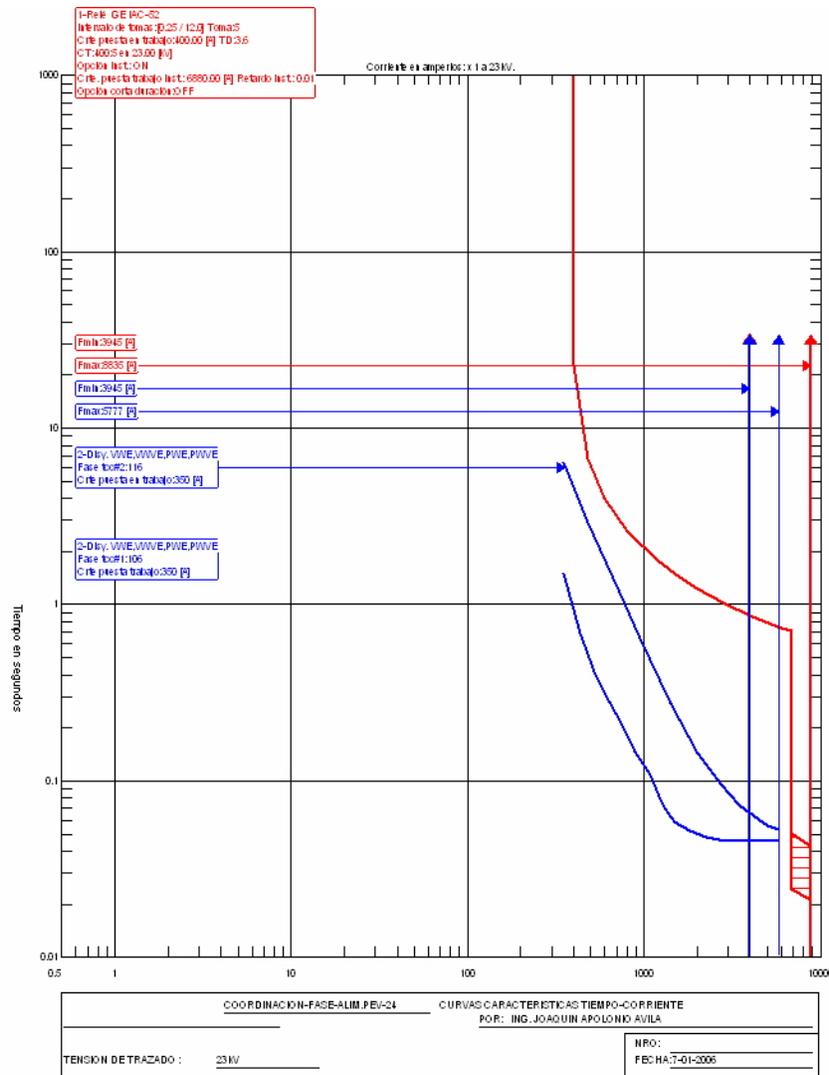


Figura 21

Desde luego que este criterio se hace mas critico cuando se trata de la primera protección, debido a que no pueden admitirse bajo ninguna circunstancia disparos simultáneos de ambos dispositivos, ya que el equipo de respaldo (relevador) además de ser la protección general de la subestación, en algunos casos carece de la función de recierre automático, por lo que una operación simultánea significaría una interrupción prolongada en el alimentador.

Es importante señalar que cuando se trata de relevadores electromecánicos debe cumplirse además que el tiempo de la curva acumulada del restaurador no debe exceder el 90% del tiempo de carrera total del disco del relevador. Cuando se emplea el término “curva acumulada del restaurador” se refiere a la suma de las características de tiempo-corriente de cada una de las operaciones de disparo correspondientes a la secuencia seleccionada para el restaurador.

Finalmente para los alimentadores anteriores, el resultado de la revisión a detalle arroja los trabajos mínimos necesarios que se deben realizar, el resumen de muestra en la tabla 30.

TRABAJO A REALIZAR	AFRICA	ARA-23	CARMONA	FARIAS	MAD-23	MER-23	MER-28	MZA-23Y	PEV-24	ROBELO	TUXPAN	VALLARTA	VERGEL	TOTAL
Aisladores (revisión, reemplazo, lavado, etc.)	30	27	45	18	60	30	42	39	24	18	21	15	33	402
Apartarrayos (reemplazo, lavado, etc.)	4	1	0	1	3	5	3	2	1	0	0	6	1	27
TOTAL PODA ÁRBOLES	98	77	96	61	27	81	76	59	80	62	28	161	890	1796
Rev.de Eq. de Secc.(aut., cortactos. fusible, cuchillas, interruptores)	2	6	3	5	4	3	3	4	4	2	6	3	1	46
Detección y Corrección de Falsos Contactos	0	1	1	3	0	5	6	0	7	0	0	3	0	26
Trabajos en la Red de Media Tensión	0	4	10	1	24	0	0	0	0	0	7	0	0	46
TOT.OB.EXT.RET.	0	3	10	8	0	21	0	0	15	0	7	3	0	67

Tabla 30

5.3.4 ANÁLISIS DE RECURSOS HUMANOS

A partir de los resultados obtenidos, se realiza el análisis de recursos humanos el cual nos permite determinar la cantidad de cuadrillas que se requieren para poder ejecutar el programa de mantenimiento, además se debe considerar que los trabajos de mantenimiento se realizaran con cuadrillas de línea viva, es decir, se trabajara con potencial.

Para el análisis de recursos humanos es necesario considerar, que el programa de mantenimiento se realizará en un trimestre, es decir en 13 semanas, y que una cuadrilla de línea viva (LV) labora 5 turnos por semana.

De manera general la cantidad de unidades de trabajo que realiza una cuadrilla se muestra en la tabla 31.

CUADRILLA LV	CANTIDAD DE TRABAJO POR TURNO	DESCRIPCION	TRABAJO TOTAL PROGRAMA DE MANTO	CUADRILLAS LV NECESARIAS
1	9	AISLADORES	402	45
1	3	APARTARRAYOS	27	9
1	8	ARBOLES	1796	225
1	8	REV ESA	46	6
1	2	FC	26	13
1	1	T MT	46	46
1	10	OE	67	7
				351

Tabla 31

La fuerza de trabajo, que se requiere para poder realizar los trabajos de mantenimiento necesarios de acuerdo al programa de mantenimiento es de 351 cuadrillas de línea viva, sin embargo la fuerza con la que se cuenta es de 260, es evidente que no es suficiente para ejecutar los trabajos programados, es necesario entonces programar trabajos de mantenimiento con tiempo extra, considerando que el trabajo realizado por una cuadrilla de línea viva en tiempo normal, lo realiza un cuadrilla en dos días de tiempo extra de 3horas cada día, por ello si en turno normal hacen falta 91 cuadrillas, las cuadrillas necesarias con tiempo extra se muestran en la tabla 32.

CUADRILLAS LV TN	CUADRILLAS LV TE 3HRS	CUADRILLAS LV TE 3HRS POR SEMANA
91	182	14

Tabla 32

Finalmente, debe realizarse el presupuesto inicial para la atención del programa de mantenimiento, considerando los costos de labor, de todo el personal que interviene en la ejecución del mismo, así como los materiales que se requieren para el mismo, de tal manera tenemos que los costos de labor por cuadrilla se muestran en la tabla 33.

LABOR	CUADRILLA	TN	COSTO 3HRS TE POR DIA		COSTO 3HRS TE POR 4 DIAS	
			TE	GASTOS	TE	GASTOS
SUPERVISION	ING	\$398.94	\$702.30	\$119.74	\$2,809.20	\$478.96
	SOBTE	\$655.48	\$1,313.79	\$239.48	\$5,255.16	\$957.92
EJECUCION	LV	\$887.32	\$1,628.42	\$598.70	\$6,513.68	\$2,394.80
		\$1,941.74	\$3,644.51	\$957.92	\$14,578.04	\$3,831.68

Tabla 33

Del mismo modo, los costos de labor totales que se tienen, por la ejecución completa del programa de mantenimiento en el trimestre se muestra en la tabla 34.

LABOR	CUADRILLA	TN	COSTO SEMANAL CON 3HRS TE POR 4 DIAS		TOTAL SEMANA	TOTAL TRIMESTRE
			TE	GASTOS		
SUPERVISION	ING	\$1,994.70	\$2,809.20	\$478.96	\$5,282.86	\$68,677.18
	2SOBTE	\$6,554.80	\$10,510.33	\$1,915.84	\$18,980.97	\$246,752.56
EJECUCION	4LV	\$17,746.40	\$26,054.71	\$9,579.20	\$53,380.31	\$693,944.03
						\$1,009,373.77

Tabla 34

Finalmente considerando el costo de material, que se requiere para la ejecución del programa de mantenimiento, obtenemos el costo total, el cual se muestra en la tabla 35.

INVERSION INICIAL NECESARIA PARA EL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	
COSTO DE LABOR	\$1,009,373.77
COSTO DE MATERIALES	\$459,913.73
TOTAL	\$1,469,287.50

Tabla 35

El costo obtenido para la ejecución del programa de mantenimiento, debe considerarse como una inversión inicial, ya que existen diversos factores, que intervienen en la ejecución del programa, como la necesidad de atender trabajos de mantenimiento correctivo, o solicitudes de servicio, o programas emergentes, que ocasionan el desvío de recursos humanos, retrasando la ejecución del programa de mantenimiento y con ello elevando el costo de labor.

Es necesario aclarar que la prioridad en la atención de los trabajos de mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo y mejoras a la red, las determina el ingeniero de mantenimiento de acuerdo al reglamento de operación y a su criterio.

5.4 ANÁLISIS COMPARATIVO Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS

El objetivo del programa de mantenimiento que se diseñó e implementó, es reducir o abatir el índice que evalúa el tiempo de interrupción al usuario (TIU), por ello es necesario evaluar el

comportamiento de los alimentadores que se incluyeron en el programa de mantenimiento, para conocer el impacto real del programa de mantenimiento.

Para los alimentadores que fueron incluidos en el programa de mantenimiento que se diseñó, su comportamiento después de la ejecución con el programa de mantenimiento fue el que se muestra en la tabla 36

Nombre	Subestación	ATIU acumulado				ATIU acumulado			
		ESQUEMA ANTERIOR				PROGRAMA DISEÑADO			
		Inst	May	Mins	Atiu	Inst	May	Mins	Atiu
MAD-23	MADERO	34	7	209	0.47	21	4	74	0.142
PEV-24	PERALVILLO	27	6	189	0.44	17	3	101	0.128
MZA-23Y	MOCTEZUMA	21	5	95	0.234	12	2	64	0.149
VERGEL	ARAGON	25	5	168	0.199	7	5	89	0.128
CARMONA	ARAGON	17	3	141	0.337	12	1	69	0.131
AFRICA	MOCTEZUMA	14	5	95	0.213	9	2	49	0.120
MER-23	MERCED	19	3	77	0.153	12	1	55	0.119
FARIAS	MOCTEZUMA	10	3	131	0.273	9	4	57	0.125
ARA-23	ARAGON	22	1	22	0.071	2	0	0	0.000
ROBELO	MOCTEZUMA	11	2	75	0.125	6	1	48	0.090
MER-28	MERCED	12	2	44	0.108	6	1	28	0.050
VALLARTA	ARAGON	20	1	23	0.055	14	1	12	0.028

Tabla 36

El análisis comparativo, de la reducción del TIU y de los minutos de interrupción se muestra en la tabla 37.

Nombre	Subestación	PORCENTAJE DE REDUCCION DE TIU	REDUCCION DEL TIEMPO DE INTERRUPCION HRS
MAD-23	MADERO	0.70	2.25
PEV-24	PERALVILLO	0.71	1.47
MZA-23Y	MOCTEZUMA	0.36	0.52
VERGEL	ARAGON	0.36	1.32
CARMONA	ARAGON	0.61	1.20
AFRICA	MOCTEZUMA	0.44	0.77
MER-23	MERCED	0.22	0.37
FARIAS	MOCTEZUMA	0.54	1.23
ARA-23	ARAGON	1.00	0.37
ROBELO	MOCTEZUMA	0.28	0.45
MER-28	MERCED	0.54	0.27
VALLARTA	ARAGON	0.49	0.18

Tabla 37

Los resultados obtenidos demuestran que el programa de mantenimiento que se diseñó e implementó, fue eficaz ya que en todos los alimentadores se tuvo una reducción del TIU, que de manera general se redujo entre un 40 y 50%, y que por lo tanto, el tiempo de interrupción se logró reducir, ofreciendo una mayor confiabilidad del sistema, ya que el TIU está referido al evento 1, es decir; es el tiempo que un alimentador se bota al 100% hasta el momento en que se secciona la primera zona.

Si bien es cierto, que el aumento de la confiabilidad y la continuidad del servicio son benéficos para el sistema de distribución, es necesario medir el impacto real económico de la reducción del TIU, para ello se evalúa, los costos de la energía dejada de vender, si no se hubiera efectuado el programa de mantenimiento.

Debe considerarse que este análisis se realiza con la demanda media del alimentador, y además que es el costo mínimo ya que de no efectuar ningún mantenimiento, el tiempo de interrupción aumentaría y con ello el costo de la energía dejada de vender, además, considerando los costos de acuerdo a las tarifas actuales o costo social para las pérdidas de energía 60 \$/kWh, de tal manera que las demandas de los alimentadores programados se muestran en la tabla 38.

ALIMENTADOR	SUBESTACIÓN	REDUCCIÓN DEL TIEMPO DE INTERRUPTIÓN HRS	DEMANDA MEDIA [A]	DEMANDA MEDIA [KVA]	DEMANDA MEDIA [KW]
MAD-23	MADERO	2.25	349	13,912	12,520.82
PEV-24	PERALVILLO	1.47	245	9,760	8,784.10
MZA-23Y	MOCTEZUMA	0.52	205	8,183	7,364.30
VERGEL	ARAGÓN	1.32	291	11,581	10,422.96
CARMONA	ARAGÓN	1.20	295	11,752	10,576.77
AFRICA	MOCTEZUMA	0.77	306	12,190	10,971.16
MER-23	MERCED	0.37	217	8,653	7,787.37
FARIAS	MOCTEZUMA	1.23	306	12,190	10,971.16
ARA-23	ARAGÓN	0.37	340	13,545	12,190.17
ROBELO	MOCTEZUMA	0.45	292	11,632	10,469.21
MER-28	MERCED	0.27	280	11,146	10,031.80
VALLARTA	ARAGÓN	0.18	329	13,106	11,795.79

Tabla 38

Y la reducción del costo de la energía dejada de vender se muestra en la tabla 39.

ALIMENTADOR	SUBESTACIÓN	DEMANDA MEDIA [KW]	ENERGIA [KWh]	COSTO DE ENERGIA
MAD-23	MADERO	12,520.82	28,171.85	\$ 1,690,310.98
PEV-24	PERALVILLO	8,784.10	12,883.34	\$ 773,000.42
MZA-23Y	MOCTEZUMA	7,364.30	3,804.89	\$ 228,293.27
VERGEL	ARAGÓN	10,422.96	13,723.56	\$ 823,413.60
CARMONA	ARAGÓN	10,576.77	12,692.12	\$ 761,527.31
AFRICA	MOCTEZUMA	10,971.16	8,411.22	\$ 504,673.19
MER-23	MERCED	7,787.37	2,855.37	\$ 171,322.13
FARIAS	MOCTEZUMA	10,971.16	13,531.09	\$ 811,865.56
ARA-23	ARAGÓN	12,190.17	4,469.73	\$ 268,183.82
ROBELO	MOCTEZUMA	10,469.21	4,711.14	\$ 282,668.61
MER-28	MERCED	10,031.80	2,675.15	\$ 160,508.73
VALLARTA	ARAGÓN	11,795.79	2,162.56	\$ 129,753.64
TOTAL				\$ 6,605,521.27

Tabla 39

Por lo que podemos concluir de acuerdo a la comparación de los resultados obtenidos, que la implementación adecuada de un programa de mantenimiento del sistema de distribución aéreo, es necesaria, para aumentar la confiabilidad y continuidad en el servicio, además permite reducir de manera importante las pérdidas económicas que se tienen por la energía dejada de vender.

Los beneficios que se obtienen con la implementación del programa de mantenimiento, en sus principales indicadores se muestran en la tabla 40

INDICADOR	MANTENIMIENTO PROGRAMA DISEÑADO	MANTENIMIENTO ESQUEMA ANTERIOR
PERDIDAS POR ENERGIA DEJADA DE VENDER	\$ 6,605,521.27	\$ 13,051,641.29
ATIUI	1.21	2.678

Tabla 40

Es importante señalar, que existen factores adicionales que pueden retrasar la ejecución del programa de mantenimiento, como la atención de pendientes de mantenimiento correctivo (quejas) o trabajos emergentes (solicitudes de servicio), lo que modifica el planteamiento inicial elevando los costos de programa, sin que esto afecte la relación costo beneficio de manera significativa.P

CONCLUSIÓN

El programa de mantenimiento diseñado demostró su eficiencia, sin embargo, es importante señalar que existen zonas conocidas como colas de los alimentadores, es decir que se encuentra después de dos o más equipos de seccionamiento automático, a las cuales no son beneficiadas con el programa de mantenimiento, ya que su interrupción no repercute en el TIU referido al evento 1, aunque si en el TIU referido al índice 100.

Otro aspecto que debe considerarse, es que el programa de mantenimiento es limitado por la cantidad de recursos materiales y humanos con los que se cuentan, ya que no es posible, incluir a todos los alimentadores en el programa de mantenimiento, por tal motivo, algunos alimentadores no programados incrementan su TIU.

Finalmente podemos definir el procedimiento mínimo necesario, para poder diseñar un programa de mantenimiento:

- Elaborar una base de datos estadísticos del comportamiento de los alimentadores.
 - Realizar un análisis del comportamiento de los alimentadores, en cuanto a: minutos de interrupción, fallas mayores y TIU; analizando el origen de las fallas.
 - A partir del análisis realizado, definir los alimentadores que deberán incluirse en el programa de mantenimiento, tomando como criterios adicionales, el tipo de carga, usuarios importantes, cantidad de usuarios y el nivel de carga.
 - Para los alimentadores seleccionados, realizar una revisión a detalle de los trabajos mínimos necesarios que se requieren, registrando cada una de la actividades y en que cantidades.
 - Hacer uso de las herramientas adicionales, como la cámara de termovisión, y los eventos registrados por los equipos de seccionamiento, usando los simuladores de redes de distribución, para acotar las zonas conflictivas.
 - Realizar la revisión de los equipos de seccionamiento automático; sus condiciones y coordinaciones.
 - Con base a las revisiones a detalle definir el volumen de obra necesario para la ejecución del programa.
 - Realizar el análisis de los recursos humanos y materiales necesarios para la ejecución del programa de mantenimiento.
-

- Ejecutar el programa de mantenimiento y acotarlo por las actividades definidas en la revisión a detalle.
- Evaluar los resultados obtenidos.

Las actividades que se mencionan son las indispensables que el ingeniero de mantenimiento debe realizar, sin embargo, se pueden complementar, con el propósito de mejorar la eficiencia del programa de mantenimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Grainger-Stevenson, ANALISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, 1ª edition 1996, McGraw-Hill
 - 2.- Harper Enríquez, PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS POR RELEVADORES, 2ª edición, Limusa.
 - 3.- Harper Enríquez, FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA TENSION, 1ª edición, Limusa
 - 4.- Harper Enríquez, ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS, 2ª edición 2008, Limusa
 - 5.- Ravindranath-Chander PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA E INTERRUPTORES, 1ª edición 1980, Limusa.
 - 6.- Cooper Power Systems, ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM PROTECTION, 3ª edition 1990
 - 7.- CFE, ESQUEMAS DE PROTECCION ELECTRICA, 1ª edición 1981
 - 8.- CFE, GUIA DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS, 1984
 - 9.- Cyme International T&D, MANUAL DE REFERENCIA CYMDIST VERSION 4.5, 2006
 - 10.- LyFC, REGLAMENTO DE OPERACIÓN, 2004
 - 11.- LyFC, NORMAS DE MATERIALES Y MONTAJE PARA LINEAS AEREAS, 2001
 - 12.- LyFC, MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS, 2003.
-